MANUALE TECNICO

Installazione di piantagioni fotovoltaiche a terra nelle aree marginali

Progetto PVs in BLOOM - Una nuova sfida per la valorizzazione del territorio con un approccio strategico ed eco-sostenibile per lo sviluppo locale

INSTALLAZIONE DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI A TERRA IN AREE MARGINALI

Impianti fotovoltaici (PV)
nel progetto "Pvs in BLOOM"
Una nuova sfida per la valorizzazione
del territorio nell'ambito di un approccio strategico
eco-sostenibile allo sviluppo locale.

SOMMARIO

1. Nozioni di base sui sistemi fotovoltaici connessi alla rete (PV Grid Connected)

1.1 Panoramica

La tecnologia del fotovoltaico (PV) converte la luce del sole in elettricità utilizzando dispositivi a semiconduttore (solid-state), chiamati moduli fotovoltaici, PV. Tale modalità di produrre energia ha visto negli ultimi anni una crescita formidabile nel settore delle energie rinnovabili, come illustrato nella figura 1.1.
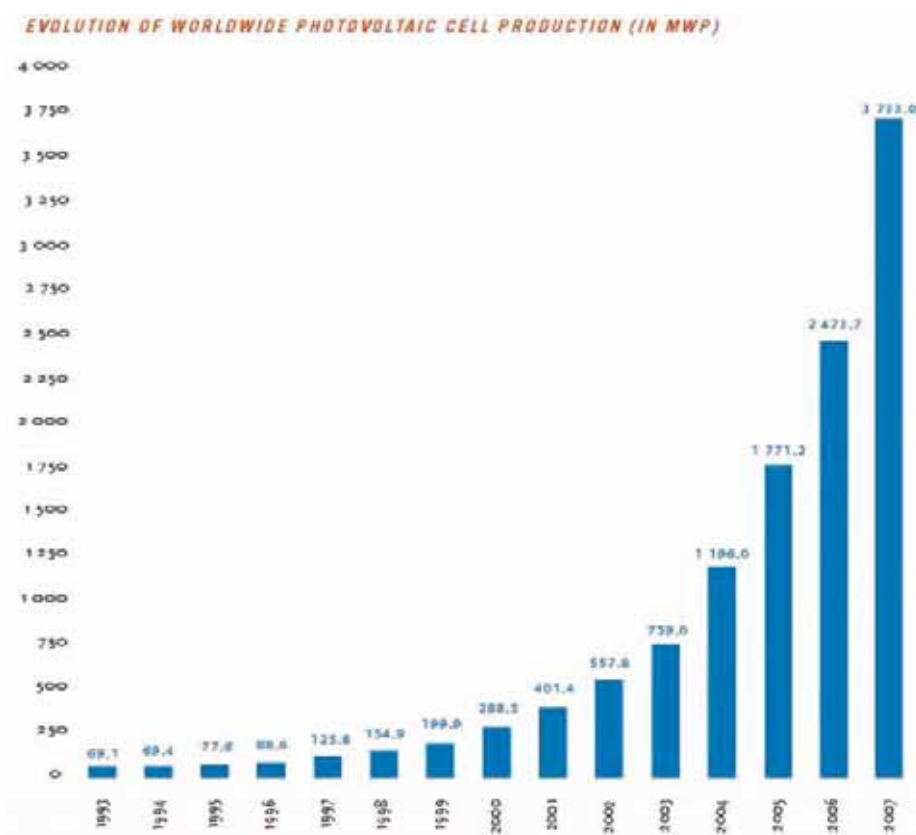
Figura 1.1 - Evoluzione della produzione nel mondo di celle fotovoltaiche. L'aumento di MW prodotti ha seguito una curva esponenziale (fonte: EurObsev'ER 2008).

I sistemi fotovoltaici possono essere raggruppati in sistemi stand-alone (SAPV) e sistemi connessi alla rete, grid-connected (PVGCS). In sostanza, il primo tipo usa l'energia elettrica prodotta per consumo autonomo, mentre nel secondo l'energia viene venduta alla rete elettrica.

Tenendo conto delle caratteristiche del progetto "PVs in Bloom", i sistemi fotovoltaici stand-alone si collocano al di fuori del campo di analisi di questo documento, per questo motivo ci concentreremo sui sistemi PVGCS.

In questo tipo di impianti fotovoltaici tutta l'energia generata viene immessa nella rete elettrica aziendale. In effetti, l'azienda svolge il ruolo di un enorme accumulatore di energia: nei paesi sviluppati, la maggior parte dei sistemi fotovoltaici sono collegati alla rete. In linea di principio, questo punto rende i sistemi connessi alla rete PVGCS più semplici di quelli standing-alone, SAPV, soprattutto perché non necessitano di immagazzinare energia.

La ragione di immettere tutta l'energia PVGCS generata nella rete è legata alle generose

tariffe di immissione “feed-in” attuali, alle quali l’energia elettrica fotovoltaica generata viene venduta alla rete, a prezzi ben superiori a quelli di mercato. Inoltre, il numero di questi sistemi è cresciuto notevolmente in tutto il mondo. Questo sviluppo è stato supportato principalmente da un trend in continua diminuzione dei costi legati al fotovolatico PV, insieme ad una grande varietà di politiche di sostegno che i diversi paesi (per esempio: Germania, Spagna e Italia) hanno implementato.

Queste strategie o politiche sono attuate con incentivi finanziari, come la concessione di una sovvenzione per ogni kWp di potenza installata o il pagamento per kWh prodotto e venduto (questi concetti saranno spiegati in modo più approfondito nella sezione 5).

In altre parole, questi incentivi finanziari in generale rientrano in logiche di supporto alla produzione/generazione (attuate principalmente attraverso generose tariffe “feed-in”) e di supporto agli investimenti (aiuti o sconti sugli investimenti iniziali, prestiti a basso interesse). Gli incentivi del secondo tipo stanno venendo progressivamente abbandonati da parte degli organismi governativi.

Dopo questa breve introduzione al PVGCS uno studio più approfondito verrà rappresentato qui di seguito, illustrando i componenti di questi sistemi ed il loro funzionamento.

1.2 Componenti dei sistemi connessi alla rete, PV Grid-Connected

Un layout semplificato di un sistema PV collegato alla rete è riportato nella figura 1.

Il sistema solitamente comprende i seguenti elementi:

1. moduli fotovoltaici, meglio noti come generatore fotovoltaico (alcuni moduli foto voltaici PV collegati in serie od in parallelo su una struttura di supporto).
2. Inverter (un dispositivo a stato solido che converte la corrente continua DC, proveniente dai moduli, in corrente elettrica alternata AC con le stesse caratteristiche di quella fornita dalla rete).
3. Dispositivo di misurazione (contatore), destinato a quantificare l’energia elettrica venduta alla rete.
4. Dispositivo di misurazione, (contatore), destinato a quantificare l’energia elettrica acquistata dalla rete.
5. Carichi AC da apparecchiature elettriche.

I primi sistemi fotovoltaici PVGCS erano spesso montati sui tetti di palazzi privati secondo lo schema sopra esposto. Oggi, questi sistemi sono sempre più installati su condomini, complessi residenziali, scuole, edifici agricoli e industriali, ecc. Inoltre, quando sono disponibili tariffe “feed-in” generose, lo schema indicato in figura 1.2 è stato abbandonato e sostituito da quello più vantaggioso mostrato in figura 1.3. Quest’ultimo consente al proprietario del sistema fotovolatico di vendere nella sua interezza l’energia elettrica prodotta alla rete. Questa vantaggiosa soluzione ha aperto la strada a servizi pubblici dell’energia, società operative e società di investimento per costruire grandi impianti PVGCS montati a terra. Inoltre, per quanto riguarda località molto assolate,, dato il sostegno finanziario favorevole di cui sopra. i sistemi ad inseguimento solare si sono dimostrati parecchio profittevoli,
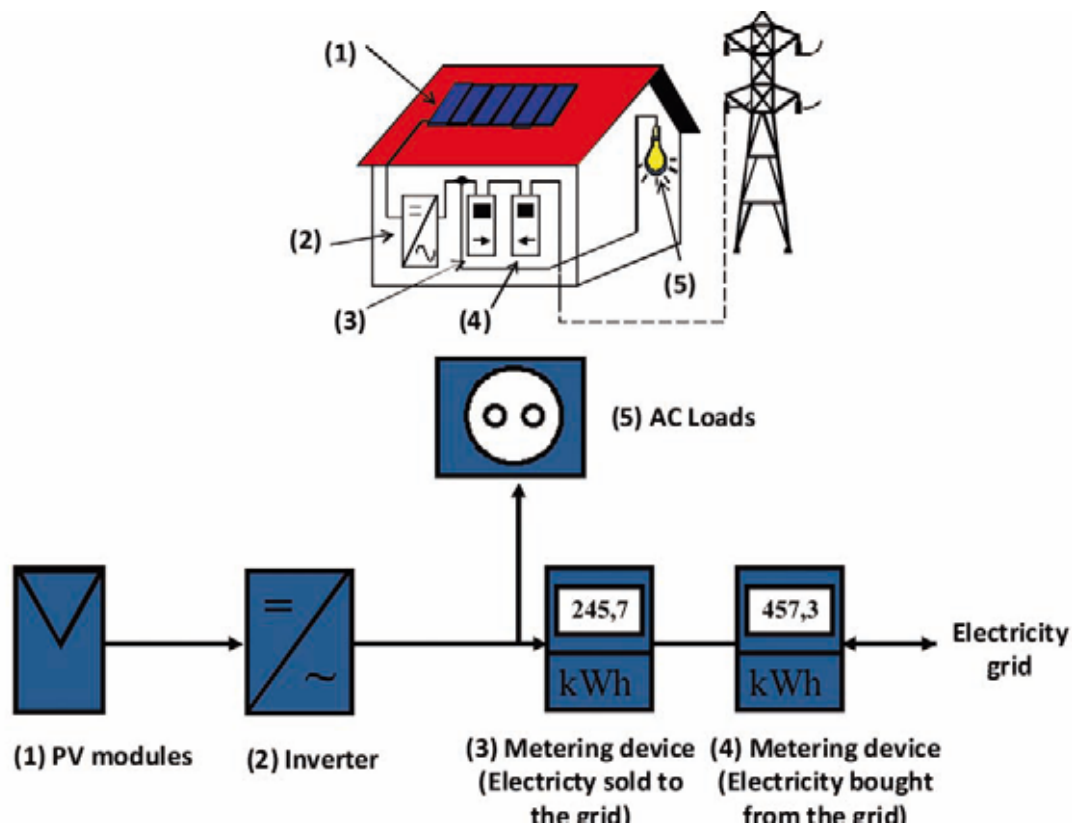
Figura 1.2 - Struttura semplificata di un sistema fotovolatico PV grid-connected.
L'elettricità generata da PV è venduta parzialmente alla rete
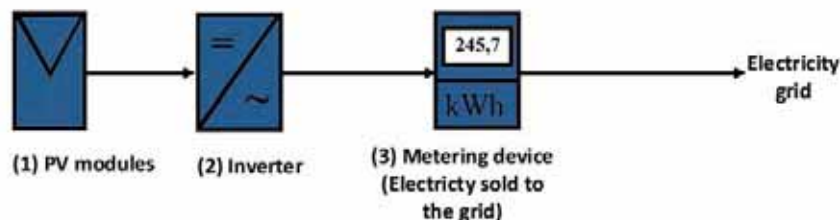
Figura 1.3 - Struttura semplificata di un sistema fotovolatico PV grid-connected.
Tutta l'elettricità generata da PV è venduta alla rete.

Prendendo in considerazione le caratteristiche dell'energia elettrica, lo schema riportato in figura 1.3 può essere suddiviso in due parti.

- PARTE DC: dal generatore fotovoltaico all'ingresso dell'inverter; la caratteristica principale di questa parte è che l'elettricità è trasmessa come corrente continua DC. Sono inclusi i seguenti elementi: moduli fotovoltaici, strutture di sostegno, fili e scatole di connessione DC.

- PARTE AC: dall'inverter alla rete elettrica pubblica; in questa parte l'elettricità è scambiata come corrente alternata AC. Sono inclusi i seguenti elementi: inverter, cavi, elementi di protezione ed un contatore destinato a misurare l'energia elettrica venduta alla rete.

Questa suddivisione è utile per descrivere un sistema PVGCS ed i suoi elementi costitutivi. Tuttavia, vi è una componente chiave dei sistemi connessi alla rete, che è collegata

ad entrambe le parti DC e AC, ovvero le strutture in metallo e la presa di terra. Esse sono le parti principali del sistema di sicurezza del PVGCS e sono destinate alla protezione dello stesso contro le scariche elettriche.

1.2.1 Parte DC

Moduli fotovoltaici, fili e scatole di connessione sono i principali elementi che possono essere ritrovati nella parte DC. La caratteristica continua della corrente ed il funzionamento dei moduli sollevano molte domande e situazioni nuove per gli elettricisti che sono soliti gestire corrente alternata.

1.2.1.1 Moduli fotovoltaici PV

I moduli fotovoltaici sono probabilmente uno degli elementi più importanti del sistema PVGCS, quando i moduli fotovoltaici sono collegati in configurazione serie e/o parallelo, onde ottenere un generatore fotovoltaico. Analogamente, i moduli sono realizzati connettendo fra loro celle solari fotovoltaiche, che sono collegate in serie ed in parallelo, per ottenere una corrente e una tensione più elevate.

Per proteggere le celle contro gli stress meccanici, gli agenti atmosferici e l'umidità, esse sono immerse in un materiale trasparente che le isola anche elettricamente.

Nella maggior parte dei casi, è utilizzato il vetro, ma a seconda del processo, è possibile utilizzare anche la plastica acrilica, il metallo o rivestimenti in plastica. D'altro canto, la connessione elettrica di celle a film sottile è parte integrante del processo di fabbricazione delle celle e tale connessione si ottiene incidendo i singoli strati.

Infine, i moduli standard hanno un telaio (o cornice) in alluminio, anche se è possibile acquistare anche moduli senza cornice.

Le celle solari incluse nei moduli fotovoltaici convertono direttamente la radiazione solare in energia elettrica. Nel processo di conversione, in alcuni materiali, noti come semiconduttori, che sono separati dalla struttura del dispositivo, l'energia della luce incidente crea particelle mobili cariche producendo corrente elettrica. Questa corrente può essere utilizzata per alimentare un circuito elettrico.

Il materiale più comunemente utilizzato nella cella fotovoltaica è il silicio (Si), uno degli elementi più abbondanti sulla Terra. Le prime celle disponibili in commercio erano in silicio monocristallino, con tutti gli atomi di silicio perfettamente allineati a costruire un cristallo organizzato. Per ridurre i costi, sono state sviluppate nuove tecniche di produzione, che a loro volta hanno dato vita alle celle solari policristalline. Questo nuovo tipo di materiale contiene molti cristalli, con gli atomi allineati in direzioni diverse.
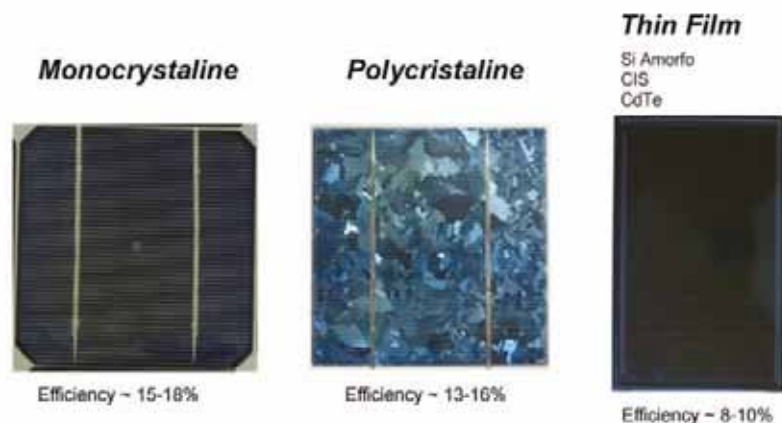
Figura 1.4 - Principali tipi di celle solari attualmente disponibili sul mercato.

Queste tecniche permettono di produrre celle solari in un modo più semplice, economico e veloce utilizzando meno silicio puro. In questo senso, lo sviluppo di tecnologie a film sottile ha consentito di ridurre ulteriormente i costi riducendo la quantità di materiale necessario per produrre una cella solare.

Per la fabbricazione delle celle solari sono utilizzati anche alcuni materiali diversi dal silicio, come il telloruro di cadmio (CdTe), il diseleniuro di rame e indio (CIS), il silicio amorfo, ecc.

Una grande quantità di celle solari diverse è ora disponibile sul mercato e ancora di più sono quelle in fase di sviluppo.

I tipi di moduli vengono spesso suddivisi in base alla tecnologia propria delle celle solari incorporate. In questo senso, è comune trovare nella letteratura moduli monocristallo di silicio, moduli policristallo di silicio, moduli amorfi di silicio, moduli CdTe, moduli CIS, ecc. Seguendo questo approccio, una spiegazione più approfondita delle più importanti tecnologie oggi esistenti relative alle celle solari è riportata qui sotto.

Tecnologie in silicio cristallino

Il materiale più importante impiegato nelle celle solari cristalline è il silicio, il secondo elemento più abbondante sulla Terra. Esso non si trova mai come elemento chimico puro, è legato all'ossigeno sotto forma di biossido di silicio. Quindi è necessario separare i due elementi per mezzo di un processo chimico volto ad ottenere silicio metallurgico, con una purezza del 98%. Il silicio metallurgico non può essere utilizzato per la produzione di celle solari a causa della sua bassa purezza. Quindi, è necessario applicare un ulteriore processo di purificazione che permette di ottenere silicio di qualità superiore (almeno 99,9999999% di purezza). Questo silicio di alta qualità può essere trattato in modi differenti per produrre celle monocristalline o policristalline. Non è velenoso, rispetta l'ambiente ed il suo smaltimento non comporta alcun problema.

Tra tutti i tipi di celle solari, le celle solari di silicio sono le più usate. La loro efficienza è però limitata a causa di diversi fattori. L'energia dei fotoni diminuisce a lunghezze d'onda maggiori. La massima lunghezza d'onda in cui l'energia del fotone è ancora grande abbastanza per produrre elettroni liberi è 1.15 μm (valido solo per il silicio). Radiazioni con lunghezza d'onda superiore causano solo riscaldamento della cella solare e non producono corrente elettrica. Ogni fotone può provocare soltanto la produzione di una coppia elettrone-lacuna. Anche a lunghezze d'onda più basse molti fotoni non producono alcuna coppia elettrone-lacuna, tuttavia causano l'aumento della temperatura della cella solare. La massima efficienza raggiunta da una cella solare al silicio in un laboratorio di ricerca è pari a circa il 23%, mentre per gli altri materiali semiconduttori, la percentuale sale fino al 30%. In realtà, l'efficienza dipende dal materiale semiconduttore. Le perdite sono causate dai contatti metallici sulla parte superiore della cella solare, inoltre una parte della radiazione solare è riflessa sul lato superiore (vetro) delle celle solari.

Le celle solari cristalline sono di solito costruite a wafer, circa 0,3 mm di spessore, segate a partire da un lingotto di silicio (Si) con un diametro di 10 - 15 cm. Esse generano circa 35 mA di corrente per cm^2 di superficie (tutte insieme fino a 2 A/ cella) alla tensione di 550mV in condizioni di piena illuminazione.

L'efficienza delle celle solari misuata in laboratorio supera il 20%, mentre quella delle celle solari prodotte in modo classico da "brand" commerciali è in genere superiore al 15%. In realtà, vi sono ampie potenzialità di sviluppo per le celle solari al silicio, sia per quanto riguarda il monocristallino (mono-cristallo), che il policristallino (entrambi i tipi commentati in precedenza) e l'amorfo. Tuttavia per creare le celle al silicio amorfo è necessaria una particolare tecnica di fabbricazione, per questo motivo di solito non si catalogano insieme alle celle monocristalline o policristalline , ma piuttosto fra quelle a film sottile.

Celle a "film sottile"

Negli ultimi anni, lo sviluppo di processi a film sottile per la produzione di celle solari è diventato sempre più importante. Il processo consiste nell'applicazione di un sottile strato di semiconduttori fotoattivi su di un substrato (solitamente vetro). I materiali più comunemente utilizzati sono: silicio amorfo (a-Si), film sottili di silicio multicristallino su un substrato a basso costo, diseleniuro di rame ed indio (CIS) e telloruro di cadmio (CdTe). I livelli inferiori di materiale, il consumo energetico ridotto e la produzione automatizzata forniscono a questa tecnologia un potenziale molto elevato per ridurre i costi se confrontata con la tecnologia del silicio cristallino.

Il silicio amorfo è diverso dal silicio cristallino perché gli atomi di silicio non si trovano a distanze precise gli uni dagli altri e questa casualità nella struttura atomica ha un forte impatto sulle proprietà elettroniche del materiale. Il processo di lavorazione consiste nel deporre su di un vetro a basso costo diversi strati di ossido, a-Si e di un contatto metallico. L'efficienza delle celle solari amorfe si colloca in genere tra il 6 e l' 8%.

La durata delle celle amorfe è più breve rispetto alla durata delle celle cristalline. Le celle amorfe hanno densità di corrente fino a 15mA/ cm^2, e la tensione della cella senza carico collegato è di 0,8 V, un valore decisamente superiore a quello delle celle cristalline per questo parametro. La loro risposta spettrale ha il suo picco alla lunghezza d'onda della luce blu: quindi, la sorgente luminosa ideale per le celle solari amorfe è una lampada fluorescente. Lo svantaggio principale del silicio amorfo è la sua bassa efficienza (6-8%), che diminuisce, anche durante i primi 6-12 mesi di funzionamento. Dopo questo periodo di tempo, l'efficienza si assesta su un valore stabile.

Per quanto riguarda i film sottili di silicio multicristallino, un substrato conduttivo di ceramica contenente silicio è ricoperto da un sottile strato di silicio policristallino. Il processo di produzione richiede temperature più basse ed è quindi possibile ottenere semiconduttori di alta qualità che hanno un potenziale molto elevato per ridurre i costi.

Il telloruro di cadmio (CdTe) è un materiale a film sottile prodotto per deposizione o per "sputtering", che si configura, per il futuro, come una base a basso costo promettente per applicazioni fotovoltaiche. Il principale svantaggio è che nella produzione del materiale è utilizzato un componente velenoso (cadmio), anche se alcuni produttori sostengono un approccio assicurativo per il finanziamento dei futuri costi stimati per il recupero ed il riciclaggio dei relativi moduli, alla fine del loro utilizzo. L'efficienza delle celle solari in laboratorio arriva fino al 16%, mentre l'efficienza dei tipi commerciali fino all'8%.

Il diseleniuro di rame e indio (CuInSe2, o CSI) è un materiale a film sottile con efficienze che vanno dal 13% circa

in moduli commercializzati, a circa il 17% raggiunto nei laboratori di ricerca. Si tratta di un materiale promettente, ma non ancora ampiamente utilizzato a causa delle procedure specifiche di produzione e a causa della scarsità del componente indio.

Oggi, il mercato del fotovoltaico offre una vasta gamma di potenza dei moduli PV.

E' possibile acquisire moduli fotovoltaici da pochi watt fino a diverse centinaia ed, in tutto il mondo, il numero delle società che offrono moduli fotovoltaici è molto elevato. Un tipico modulo standard è composto da 36-72 celle e il suo range di potenza è di 75-270 Wp, nel caso di celle cristalline. A volte, in alcune condizioni di funzionamento le celle solari in un modulo fotovoltaico possono risultare ombreggiate e la loro temperatura può aumentare fino a causare danni nel materiale. Questa situazione è conosciuta come 'hot spot', (punti caldi), e quando si verifica la potenza nominale erogata dal modulo si riduce drasticamente. Al fine di evitare e prevenire gli "hot spots", i moduli fotovoltaici devono essere muniti di diodi di bypass. Solitamente, un diodo di bypass è collegato a proteggere 18-20 celle solari.

La tabella 1.1 riassume le principali caratteristiche delle celle solari commerciali.

Tabella 1.1 - Principali caratteristiche di celle solari commerciali.

Materiale	Efficienza	Degradazione potenza nominale a seguito dell'esposizione all'esterno per 22 anni[a]	Colore
Si monocristallo	15-22%	14,8% (TedlarTM e incapsulante EVA)	Blu scuro
Si multicristallo	13-15%	6,4% (Incapsulante trasparente in silicio)	Blu
Si amorfo	8-15%	N/A	Rosso-blu, nero
CdTe	6-9%	N/A	Verde scuro, nero
CIS	7.5-9.5	N/A	Nero

[a] Fonte: Ewan D. Dunlop and David Halton, The Performance of Crystalline Silicon Photovoltaic Solar Modules after 22 Years of Continuous Outdoor Exposure, Prog. Photovolt: Res. Appl., DOI: 10.1002/pip.627.

1.2.1.2. Cablaggio

Il cablaggio di un impianto fotovoltaico è destinato a portare l'energia elettrica dal generatore PV all'inverter e dall'inverter alla società della rete elettrica, ciò significa che il cablaggio è richiesto in entrambe le parti DC e AC. Particolare attenzione deve essere prestata nel cablaggio DC perché le caratteristiche della corrente continua, se avviene un cortocircuito, rendono questa parte più pericolosa di quella alternata AC. Per questo motivo si consiglia di utilizzare un livello di isolamento di categoria II per tutti i cavi impiegati: questi cavi con rivestimento doppio rendono il cablaggio più resistente agli agenti atmosferici. Inoltre, la corrente che scorre nella parte DC (in molti casi più alta di quella che scorre nella parte AC) rende consigliabile l'utilizzo di un cavo di sezione adeguata al fine di evitare perdite nella produzione elettrica. In questo senso, deve essere seguita la raccomandazione che afferma che la caduta di tensione sulla linea non deve superare l'1,5%.

La Sezione 3 riprende questo tema, definendo il dimensionamento adeguato dei cavi in un impianto fotovoltaico.

Infine, allo scopo di effettuare una corretta disposizione del cablaggio, è consigliabile che il polo positivo e il polo negativo siano separati e chiaramente differenziati.

In questo senso, il colore del polo positivo del cavo deve essere diverso da quello del negativo, utilizzando nella maggior parte dei casi, colori caldi per il polo positivo (es. rosso) e colori freddi per quello negativo (es. nero). Anche nella parte a corrente alternata AC, è consigliabile usare colori differenziati fra le fasi e il neutro-terra.

1.2.1.3. Scatole di connessione

Le scatole di connessione sono gli elementi all'interno dei quali sono collegate le stringhe del generatore fotovoltaico. Il ruolo delle scatole di connessione è duplice: da un lato, assicurano una connessione stagna tra le stringhe e dall'altro, comprendono dispositivi di sicurezza molto importanti per proteggere l'installazione elettrica contro guasti e problemi legati alle condizioni atmosferiche, come corto circuiti da umidità o la degradazione dovuta all'esposizione prolungata alle radiazioni solari UV.

La figura 1.6 sarà utilizzata per illustrare e spiegare gli elementi contenuti nelle scatole di connessione DC.

1. Ogni stringa, dal generatore fotovolatico, deve essere indirizzata alla scatola di connessione separatamente, le linee positive raggruppate da un lato e quelle negative raggruppate a parte. Questa misura garantisce la presenza di una distanza fisica di sicurezza tra i poli positivi e negativi, che impedisce eventuali cortocircuiti e facilita i lavori di manutenzione.
2. Ogni stringa ha un fusibile a protezione della linea dalle correnti inverse. Le correnti inverse possono intervenire quando una delle stringhe subisce un guasto e la corrente di un'altra stringa fluisce attraverso la stringa difettosa.
3. Gli scaricatori di tensione (varistori) impediscono possibili sovratensioni, che possono comparire nel generatore PV (ad esempio: le tensioni indotte nei "loop" di cablaggio a causa di fulmini vicino all'installazione).
4. L'interruttore DC è un elemento molto utile, al fine di spezzare il flusso della corrente continua dal generatore all'inverter.
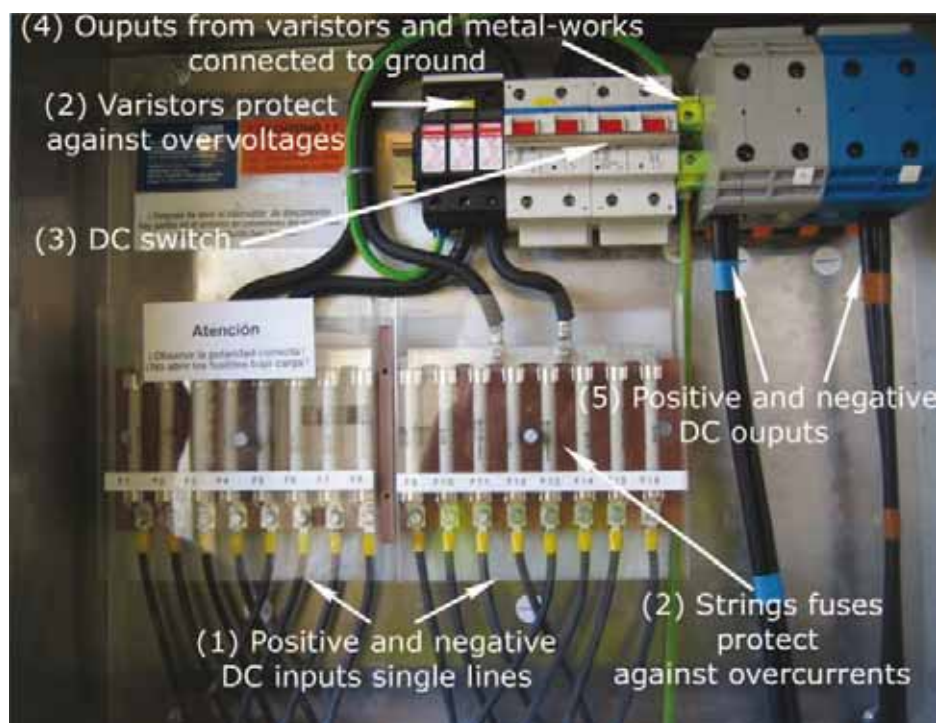
Figura 1.6 - Scatola di connessione DC di ultima generazione. Tutti gli elementi hanno un buon posizionamento e sono accessibili (per gentile concessione di Suntechnics).

5. Tutte le strutture in metallo e le uscite dai varistori devono essere connesse a elettrodi con "messa a terra".
6. Il cablaggio di uscita deve essere collegato al convertitore o ad un altro box di connessione. Ovviamente, la sezione di questi cavi di uscita deve essere superiore a quello dei cavi di stringa.

1.2.2 Parte AC

Gli inverter, il cablaggio AC, l'interruttore principale DC (e sia l'interruttore magnetotermico, che il locale interruttore di circuito di corrente), insieme con i contatori di energia, sono i principali elementi che devono far parte della sezione a corrente alternata AC. L'inverter è l'elemento chiave in questa parte, poichè, nella maggior parte dei casi, il contatore di energia è un dispositivo scelto ed installato dalla società elettrica. In effetti,

l'inverter trasforma la corrente continua in corrente alternata con le stesse caratteristiche della rete.

Per tutte queste ragioni, gli inverter sono elementi cruciali per gli impianti fotovoltaici.

1.2.2.1 Inverter

Gli inverter collegati alla rete sono noti anche come "inverter grid-tied". Questi dispositivi (figure 1.2 e 1.3) collegano le stringhe fotovoltaiche alla rete, oppure sia alla rete che ai carichi AC di un edificio. Come accennato in precedenza, gli inverter sono principalmente dedicati a convertire l'energia solare in energia elettrica continua alternata con le stesse caratteristiche della rete,. Le prestazioni di questi dispositivi sono migliorate notevolmente nel corso del recente passato e questa conversione comporta solo piccolissime perdite. In PVPPs, come un caso particolare di PVGCS, l'inverter è collegato direttamente alla rete secondo lo schema rappresentato in figura 1.3, cosicché tutta l'energia elettrica generata viene immessa nella rete.

Figura 1.7 - Immagine di un inverter da 100-kW durante la realizzazione di verifiche di qualità.

I sistemi PVGCS che usano inverter fino ad una potenza di 5 kW , si configurano di solito come sistemi monofase. Per potenze superiori, sono utilizzati gli inverter trifase (figura 1.7). Per valorizzare al massimo la curva tensione-corrente del generatore PV, occorre che l'inverter operi nel punto di massima potenza di questa curva (MPP, Maximum Power Peak). Questo punto cambia costantemente a seconda delle condizioni ambientali, quindi all'interno dell'inverter devono essere disponibili apparecchiature elettroniche idonee a tenere sotto controllo il punto MPP e a massimizzare la potenza generata.

Gli inverter spesso incorporano trasformatori integrati per isolare elettricamente il sistema PVGCS dalla rete. Gli inverter senza trasformatore sono più piccoli e leggeri, ma non tutti i codici nazionali di regolazione elettrica indirizzata al PV grid-connected consentono l'uso di tali dispositivi (ad esempio: le norme spagnole non permettono di utilizzare inverter senza trasformatore, mentre le normative tedesche lo concedono).

L'efficienza di conversione (η) è il parametro che rappresenta il rapporto tra la potenza

AC in uscita e la potenza di ingresso DC. Questo parametro tiene conto delle perdite causate dal trasformatore - se questo dispositivo è integrato all'inverter da componenti conduttori, dispositivi di commutazione, ecc. Vale la pena notare che l'efficienza di conversione dipende dalla potenza di ingresso DC: questo è particolarmente evidente a bassi livelli di irradianza sul generatore fotovoltaico, che provocano un minor carico da collegare all'inverter. I produttori, di solito, mettono a disposizione una curva che rappresenta l'efficienza di conversione rispetto alla corrente alternata in uscita: gli inverter di ultima generazione possono raggiungere un picco in questa curva di circa il 95%. Al fine di produrre significativi confronti tra inverter basandosi sull'efficienza, con la definizione del rendimento Euro (η_{Euro}) è stato introdotto un metodo ragionevole di misurare l'efficienza, tenendo conto delle diverse condizioni climatiche (efficienza Euro, o η_{Euro}).

L'efficienza di Euro è un parametro ponderato sul clima europeo, tenendo conto di diverse condizioni di carico causate dal clima. Il parametro η_{Euro} è definito come:

$$\eta_{Euro} = 0.03\,\eta_{5\%} + 0.06\,\eta_{10\%} + 0.13\,\eta_{20\%} + 0.1\,\eta_{30\%} + 0.48\,\eta_{50\%} + 0.2\,\eta_{100\%} \quad (1.1)$$

Dove il pedice del parametro η si riferisce all'efficienza dell'inverter ad un carico espresso come percentuale del carico nominale AC (100%), che corrisponde a $\eta_{100\%}$. Occorre sottolineare che i differenti pesi assegnati a ogni valore di η, a diversi carichi, sono stati scelti tenendo conto del clima centro europeo.

Gli inverter di ultima generazione possono raggiungere un valore di η_{Euro}, che varia fra il 92 e il 96 %.

1.2.2.2 Contatori di energia

Il contatore di energia (figura 1.8) è l'elemento volto a misurare la corrente alternata prodotta dall'impianto fotovoltaico. Questo dispositivo viene installato dopo l'inverter, appena prima del punto di connessione alla rete. Ovviamente, il contatore di energia è un dispositivo installato e controllato da parte della società della rete elettrica, in modo che, né l'installatore, né il proprietario dell'impianto fotovolatico, lo possano per ovvie ragioni manipolare.

Figura 1.8 - Contatore di energia trifase, con un sistema di monitoraggio e di comunicazione.

Quasi tutti i contatori di energia installati al giorno d'oggi hanno un sistema di monitoraggio per memorizzare le letture. Esse sonno poi accessibili sia al proprietario dell'impianto, sia alla società elettrica.

1.2.3 Parti in metallo ed elementi protettivi

Entrambe le parti AC e DC hanno parti metalliche conduttive che possono essere esposte ed accessibili a terzi. L'elettrodo di terra è un elemento protettivo previsto per evitare che queste parti in metallo possano trasmettere scosse elettriche alle persone. Una situazione pericolosa può aver luogo se un filo di corrente continua o alternata perde isolamento ed entra in contatto con una parte metallica dell'impianto. In questo senso e per prevenire situazioni di rischio come quest'ultima, tutte le parti metalliche dell'impianto fotovoltaico, come il telaio inverter, le strutture dei moduli, le scatole di connessione DC, devono essere collegate con l'elettrodo di terra.

Se si verifica una falla nell'isolamento, la presa di terra si comporta come un canale di scarico, che previene il rischio di scosse elettriche. Inoltre, uno dei terminali degli scaricatori di sovratensione è collegato alla presa di terra, per drenare la sovracorrente che scorre attraverso questi ultimi.

A dispetto di non essere parte attiva del sistema PVGCS, l' elettrodo di terra collegato alle strutture in metallo è la chiave per risolvere i problemi di sicurezza relativi alle falle di isolamento, alle sovracorrenti e alle sovratensioni.

La corretta progettazione di questo elemento è un problema che deve essere gestito con attenzione, dal momento che gli impianti fotovoltaici non sono generalmente collegati a terra per motivi di sicurezza e molti codici nazionali di regolamentazione elettrica applicano questo schema e nessuno dei loro poli (positivo o negativo) viene collegato con l'elettrodo di terra. E' inoltre altamente raccomandabile che la resistenza del dispersore non sia superiore a 37 ohm. La connessione tra tutte le parti in metallo e la presa di terra deve essere facilmente visibile ed accessibile, al fine di poter verificare la sicurezza del sistema (figura 1.8).

Figura 1.8 - Punto di connessione tra l'elettrodo di terra e varie parti in metallo in un impianto fotovolatico PV.

1.3 Alcune caratteristiche elettriche di un tipico sistema PVPP da 1-MWp

Data la grande varietà di dispositivi esistenti sul mercato, per costruire sistemi PVPP all'interno della gamma di potenza su cui il progetto "PVs in Bloom" si concentra (50 kWp - 2 MWp) e date le diverse soluzioni tecniche che possono essere messe in atto per installare

un PVPP con una determinata potenza di picco, è difficile fornire al lettore le caratteristiche elettriche tipiche di tale sistema. Tuttavia, un esempio di un tipico sistema PVPP di una implementazione di 1 MWp, può aiutare a farsi un'idea della gamma di tensione, corrente e potenza che questi sistemi sono chiamati a gestire.

Una soluzione tecnica diffusa riferita a PVPPs di grandi dimensioni (con potenza nominale pari o superiore a 1 MWp) è quella di suddividerli in piccoli sotto-sistemi PV. Una soluzione di ultima generazione fattibile può comprendere dieci sotto-sistemi da 120 MWp. Ogni generatore del sotto-sistema fotovoltaico è collegato ad un inverter trifase da 100 kW, mentre ciascuna coppia di inverter è collegata ad un trasformatore da 400 kVA 380 V / 20 kV (sono necessari cinque di questi trasformatori in totale).

La figura 1.9 rappresenta lo schema elettrico per un sistema PVPP da 1,2 MWp. In questa immagine, i dieci contatori di energia (uno per ogni inverter) possono essere sostituiti anche da uno solo posto al punto di uscita ad alta tensione del trasformatore. In realtà, la scelta di posizionare il contatore di energia nel punto di bassa tensione di ingresso o di alta tensione in uscita da questo dispositivo, ha a che fare più con questioni legali che con vincoli tecnici.
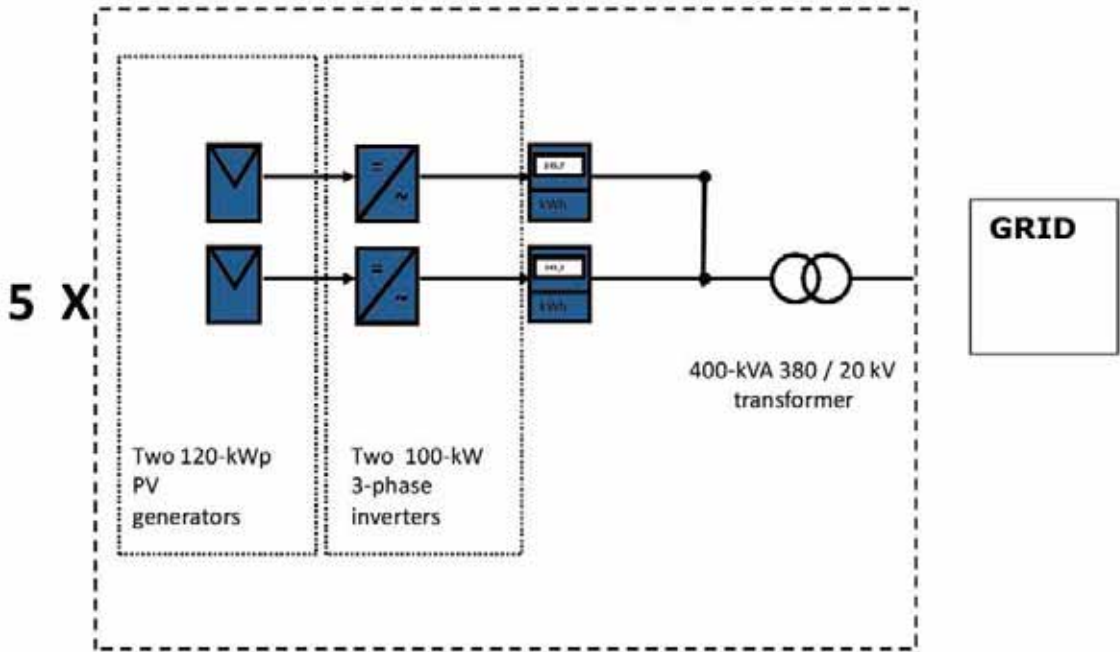
Figura 1.9 - Schema elettrico di una possibile soluzione tecnica per un sistema PVPP da 1,2 MWp.

Le principali caratteristiche elettriche in condizioni STC del generatore fotovoltaico di ognuno dei dieci sotto-sistemi sono raccolte nella tabella 1.2.

Tabella 1.2. - Principali caratteristiche elettriche in condizioni STC del generatore fotovoltaico di un tipico sotto-sistema di PVPP da 1 MWp, descritto nella presente sezione. I valori delle caratteristiche elettriche sono stati scelti tenendo in considerazione lo stato dell'arte dei moduli di silicio cristallino e degli inverter (i quali guidano le scelte di moduli connessi in serie ed in parallelo), esistenti sul mercato alla data di stesura di questo documento).

Potenza nominale (Wp)	Tensione a circuito aperto (V)	Corrente di corto circuito (A)	Tensione al punto di massima potenza (V)	Corrente al punto di massima potenza (A)
120 000	790	205	631	190

BREVE SINTESI DELLA SEZIONE 1

- Nella sezione 1 sono state descritte le principali caratteristiche di un sistema fotovoltaico connesso alla rete. Per descriverli, questi sistemi sono stati suddivisi adeguatamente. In questo senso, uno qualsiasi di questi sistemi può essere diviso approssimativamente in tre parti differenti. Ogni parte è stata commentata ed i suoi elementi costitutivi sono stati affrontati.

- Parte DC: si estende dal generatore PV all'ingresso dell'inverter, la caratteristica principale di questa parte è che l'elettricità è trasportata come corrente continua DC. In questa parte sono inclusi: moduli fotovoltaici, strutture di sostegno, elementi di protezione, fili e scatole di connessione DC. Sono state inoltre trattate le caratteristiche (efficienza, incapsulamento, degrado, ecc.) ed i tipi (monocristallo, policristallo o film sottile) di celle fotovoltaiche e di moduli fotovoltaici.

- Parte AC: si estende dall' inverter alla rete elettrica pubblica, in questa parte l'elettricità è fornita come corrente alternata AC. Sono stati descritti: inverter, cavi, elementi di protezione e contatore per misurare l'energia elettrica venduta alla rete. In questa sezione è stata inoltre evidenziata l'efficienza dell'inverter, con le equazioni per calcolare questo parametro.

- Parti in metallo ed elettrodo di terra: questa componente è finalizzata ad evitare scosse elettriche a soggetti terzi. Sono stati presentati concetti come sovracorrente e sovratensione in impianti fotovoltaici, con le misure volte ad evitare questi inconvenienti.

- Alcune caratteristiche elettriche di un tipico un sistema PVPP da 1 MWp sono state presentate a titolo di esempio per aiutare il lettore a meglio comprendere questo concetto PV.

2. Stima dell'energia annua prodotta da un impianto fotovoltaico grid-connected

Sebbene il costo di un tipico impianto fotovoltaico connesso al suolo da 50 kWp a 2 MWp (l'intervallo di grandezza del PVPPs che il progetto "PVs in Bloom" prende in considerazione) si sia drasticamente ridotto di circa il 35% nel periodo 2007-2009, l'investimento iniziale per l'installazione in molti casi obbliga il futuro proprietario ad accendere un prestito in banca. La produzione di energia potenziale dell'impianto è, naturalmente, la migliore garanzia per il proprietario e per la banca al fine di realizzare il pagamento del debito. Queste premesse aiutano a farsi un'idea dell'importanza di fare una buona stima della energia annua prodotta da un impianto fotovoltaico grid-connected. Questa sezione mira a spiegare come calcolare il rendimento annuo di elettricità di un impianto fotovoltaico grid-connected, in aggiunta, gli strumenti esistenti on-line per valutare la risorsa solare (che costituisce la fonte principale di incertezza).

2.1 Valutazione della risorsa solare del sito

Conoscere la risorsa solare è il primo passo per stimare la produzione annua di un impianto fotovolatico, ciò significa che è necessario conoscere l'irraggiamento annuale incidente sul generatore fotovoltaico. Inoltre, sia la pendenza del modulo (ß, od angolo di inclinazione, che si trova tra 0º e 90º) e l'orientamento (α, od azimut, Est= -90 °, Sud= 0°, Ovest= 90º) devono essere presi in considerazione in questa valutazione, perché l'irradiazione ricevuta in un anno da una superficie con un angolo di inclinazione e azimut arbitrario, può ampiamente differire dalla irradiazione raccolta da una superficie orizzontale (i dati di irraggiamento solare più comunemente rintraccaibili nelle banche dati attualmente disponibili).

Ci sono alcuni metodi per determinare il primo parametro partendo dal secondo, ma essi restano al di fuori della portata di questo lavoro. Comunque, è utile sapere che un generatore rivolto verso l'equatore – cioè rivolto a Sud (α = 0 °) e a Nord (α = 180 °) , a seconda che stia nell'emisfero Nord o in quello Sud – con un angolo di inclinazione leggermente inferiore rispetto alla latitudine del luogo (ß*opt*) – massimizza la captazione annuale di irradiazione globale e ottimizza di conseguenza la produzione di energia elettrica. La Figura 2.1 illustra le caratteristiche legate all'angolo di inclinazione ß e all'azimut α.
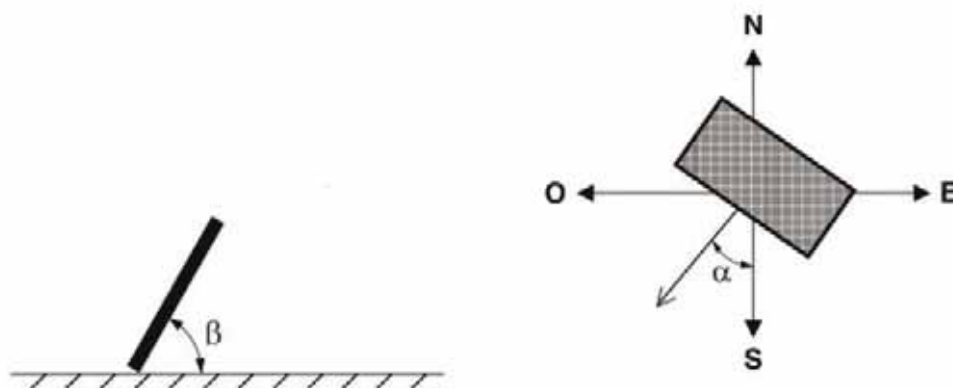
Figura 2.1 - Pendenza ed orientamento di un generatore fotovolatico.
(Fonte: IDAE, 2002. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE, Madrid, p.53).

Prima di introdurre le modalità di valutazione della risorsa solare, è interessante spiegare cos'è l'irradiazione e quali sono le differenze tra irradiazione (H) e irraggiamento o irradianza (G). Per chiarire la differenza tra questi due termini, può essere utile la figura 2.2.

La Figura 2.2-A mostra un grafico dell'irraggiamento (irradianza) misurato al variare del tempo nel corso di una giornata di sole. Come mostrato, l'irraggiamento è misurato in unità di watt per metro quadrato (W/m^2), così l'irradianza solare è definibile come la densità di potenza solare incidente. L'irraggiamento non è altro che l'energia solare per metro quadrato, e ha dunque carattere istantaneo.

In Figura 2.2-B, l'area compresa fra la curva di irradianza e l'asse x è stata colorata in rosso: questa area rappresenta l'irradiazione captata nel corso del giorno. L'irradiazione è quindi misurata come $W \bullet s/m^2$ o kWh/m^2: energia raccolta per metro quadro durante un intervallo di tempo specificato. Se l'intervallo di tempo considerato è un giorno oppure un anno, possono essere utilizzati i termini "irradiazione annuale' ed 'irradiazione quotidiana'.
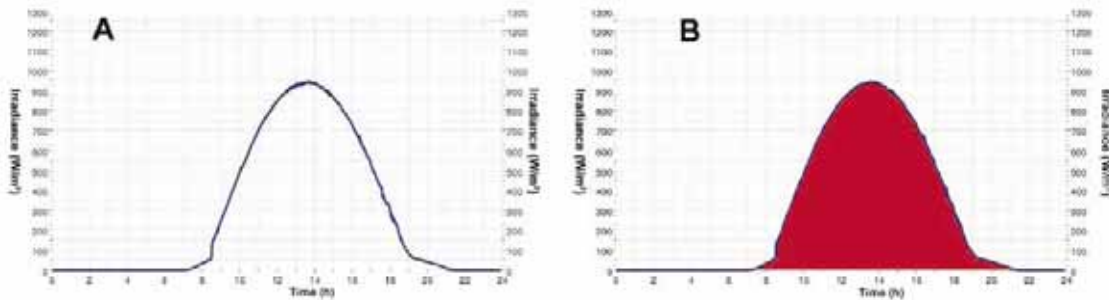
Figura 2.2 - Il grafico A illustra l'irradianza misurata durante un giorno di sole, mentre l'area rossa nel grafico B rappresenta la relativa irradianza captata.

Data la natura statistica del profilo di irradiazione di un sito, , i valori annuali o mensili medi per l'irradiazione giornaliera (rispettivamente HDA (0) e HMA (0),) sono comunemente impiegati nella progettazione di impianti fotovoltaici. Come commentato in precedenza, questi valori medi sono disponibili nella maggior parte dei database solari solo per le superfici orizzontali. Tuttavia, per gli impianti situati in climi europei soleggiati e con un angolo di inclinazione ottimale, l'equazione 2.1 è una regola empirica che relaziona a grandi linee la media annua di irradiazione orizzontale - H (0) - e l'irradiazione media annua raccolta su una superficie inclinata β_{opt} rivolta a equatore -H (0, βopt):

$$H(0, \beta_{opt})\ [kWh \cdot m^{-2} \cdot year^{-1}] = 1.15 H(0)\ [kWh \cdot m^{-2} \cdot year^{-1}] \quad (2.1)$$

Questo significa ovviamente che:

$$H_{da}(0, \beta_{opt})\ [kWh \cdot m^{-2} \cdot day^{-1}] \cdot 365 = 1.15 H_{da}(0) [kWh \cdot m^{-2} \cdot day^{1}] \quad (2.2)$$

Che è:

$$H_{da}(0, \beta_{opt})\ [kWh \cdot m^{-2} \cdot day^{-1}] = 1.15 H_{da}(0) [kWh \cdot m^{-2} \cdot day^{1}] \quad (2.3)$$

Se l'irradiazione raccolta su superfici con un angolo α azimut e l'angolo di inclinazione β arbitrariamente scelti, deve essere stimata - H (α, β) - alcuni grafici proposti in letteratura possono essere di grande aiuto. Così, la figura 2.3 è dedicata a ricavare quest'ultimo valore di H (0) e può essere applicata a serie di latitudini simili a quelle della Spagna (per esempio: i paesi europei del Sud). Per ottenere una migliore comprensione del suo utilizzo, di seguito sono riportati degli esempi.
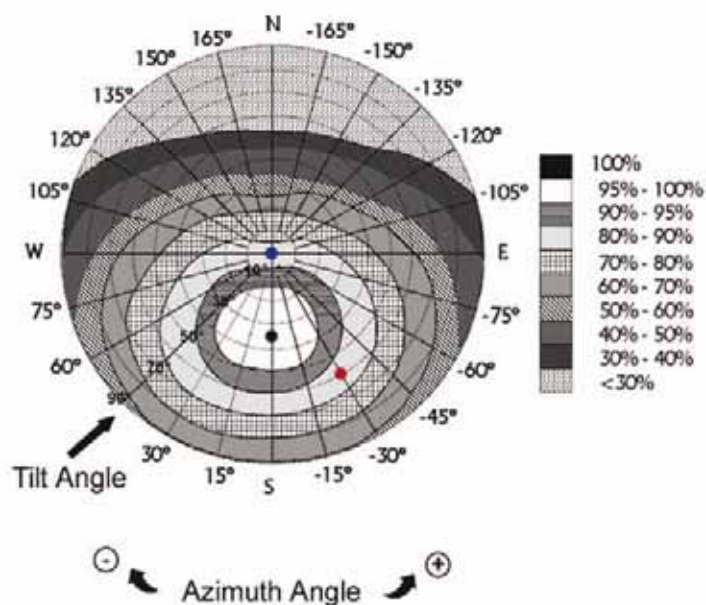
Figura 2.3 - Rapporto percentuale tra la media annuale di radiazione giornaliera su una superficie orientata arbitrariamente ed il valore massimo di questo parametro a Madrid (α = 0 ° e β =35 °).
(Fonte: IDAE, 2002. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas IDAE, Madrid, p.55).

Nella figura 2.3, sopra riportata, le circonferenze concentriche rappresentano l'angolo di inclinazione, mentre i raggi indicano l'orientamento (angolo di azimut) della superficie. Per esempio, assumiamo che la località sia Jaén, in Spagna (latitudine 37° N, longitudine 3º W), dove *Hda* (0) = 4,9 kWh·m^{-2}·giorno^{-1}. *Hda* (0) è collocato al centro del cerchio (punto blu). Dalla legenda colore, posta sulla destra dell'immagine, si vede che *Hda*(0) =0,85·*Hda* (0°,35°). Di conseguenza, *Hda* (0°,35°) = *Hda (0)* / 0,85 = 5,8 kWh·m^{-2}·giorno^{-1} (punto nero).

Assumiamo ora una superficie con α = -30º e β = 60º (punto rosso). Secondo la legenda colore in figura, Hda (-30°,60º) =0.85·*Hda(0°,35°)* = 4,93 kWh·m^{-2}·giorno^{-1}. L'area bianca centrale suggerisce che l'irradiazione raccolta dimostri poca sensibilità a piccoli scostamenti dall'orientamento e dall'angolo di inclinazione ottimali.

Ci sono alcuni altri grafici in letteratura destinati allo stesso scopo, di quello sopra descritto. La figura 2.4 per esempio, fornisce l'irradiazione media annua (kWh • m^{-2} • anno^{-1}) a Berlino, secondo l'angolo di azimut e inclinazione della superficie considerata. La forma relativa alle curve di livello, non i valori specifici della media annuale di irradiazione, si possono applicare ai climi dell'Europa Centrale.
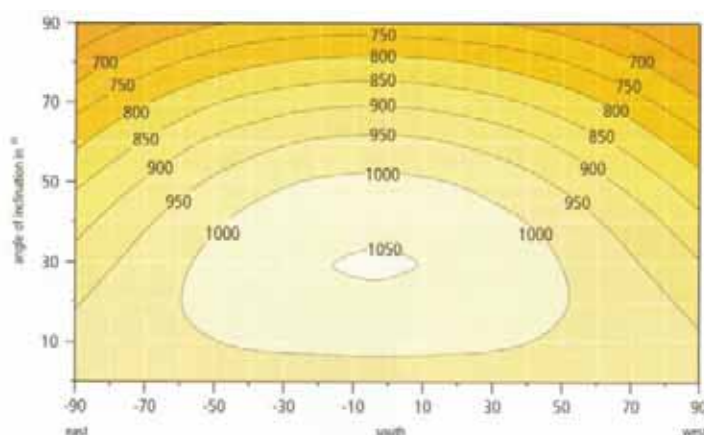
Figura 2.4 - Irradiazione media annuale (kWh·m-2·anno-1) a Berlino secondo azimut e angolo di inclinazione. *(Fonte: DGS and Ecofys, 2005. Planning and Installing Photovoltaic Systems. A guide for installers, architects and engineers, James & James, London, p. 13).*

L'inseguimento a due assi in Sud Europa può conseguire una guadagno di irradiazione fino al 40% circa rispetto alle superfici statiche orientate ed inclinate in maniera ottimale (0,βopt). Questo guadagno si abbassa a circa il 30% in Europa Centrale, a causa del clima nuvoloso. L'inseguimento ad asse singolo in Sud Europa può conseguire un guadagno di irradiazione fino a 25-33% – secondo il metodo di inseguimento – rispetto alle superfici statiche orientate ed inclinate in maniera ottimale (0, *βopt*). Questo aumento diminuisce fino a circa il 20% in Europa centrale, a causa di quanto detto in precedenza.

A parte i metodi grafici, ci sono software utili per valutare l'irradiazione su una superficie arbitrariamente orientata ed irradiata per un sito specifico (determinato da latitudine e longitudine). La maggior parte di questi software lavorano con un data base ottenuto in due modi: dati raccolti con misurazioni sul campo e/o dati satellitari. Queste applicazioni di solito si basano su un motore in grado di valutare l'irradiazione attraverso complessi metodi di interpolazione che tengono conto di dati da diverse stazioni meteorologiche e/o osservazioni satellitari intorno al sito dell'impianto fotovolatico.

In questo senso, programmi quali Meteonorm, Sundy e Shell Solar Path, rendono possibile e semplice valutare l'irradiazione annuale di un dato sito.

On line esistono anche strumenti software gratuiti per stimare l'irradiazione. In questo contesto, per località in Europa ed in Africa, il progetto PVGIS finanziato dall'Unione Europea (http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/) fornisce un supporto attraverso un'eccellente applicazione web illustrata alla figura 2.5. Le opzioni dell'applicazione – che è stata progettata per progetti PV – consentono di includere molte caratteristiche tecniche dell'impianto fotovolatico, anche nel caso in cui l'impianto utilizzi tecniche di inseguimento.
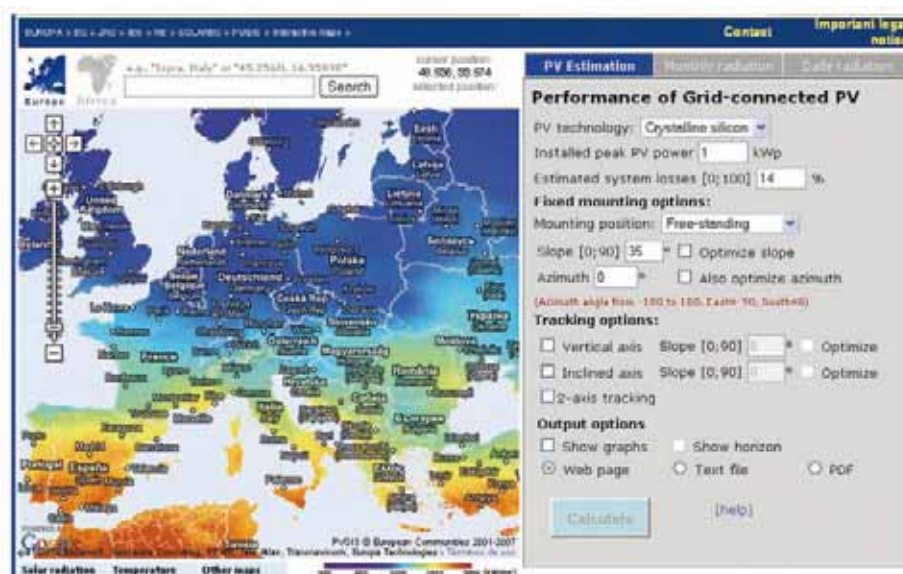
Figura 2.5 - Applicazione web per stimare l'irradiazione inclusa nel sito web PVGIS.
(Fonte: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#).

In ultimo, il sito web della NASA (http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/) fornisce dati online sull'irradiazione, per qualsiasi luogo nel mondo.

2.2. Valutazione della produzione annuale di elettricità di un sistema fotovolatico PV grid-connected

Un sistema viene definito da 1 kWp nominale se il suo generatore fotovoltaico produce 1 kW in condizioni di test standard (STC). Queste condizioni consistono in un'irradianza globale di 1.000 W • m^{-2}, con una distribuzione spettrale conforme allo spettro di AM 1,5G ed un modulo di temperatura della cella fotovoltaica di 25° C. Nonostante questa definizione apparentemente complessa, la valutazione di un impianto fotovoltaico utilizzando kWp (o suoi multipli) è molto pratica, poiché permette una stima diretta del rendimento energetico annuale di una PVGCS (EPV), mediante la seguente equazione:

$$E_{PV}\ [kWh \cdot year^{-1}] = H(\alpha,\beta)\ [kWh \cdot m^{-2} \cdot year^{-1}] \cdot P^*\ [kWp] \cdot PR \quad (2.4)$$

Dove:
P^* = generatore di potenza PV in condizioni STC
PR = rapporto di prestazione

Il rapporto di prestazione è funzione dell'efficienza del sistema insieme alle molte altre dispersioni, che inevitabilmente avvengono - perdite di temperatura operativa, condizionamento di potenza e perdite dal cablaggio, ecc. - ed influenza la generazione di energia elettrica nei sistemi fotovoltaici. Si può supporre che i valori di PR per dei PVGCS ben progettati varino tra 0,70 e 0,80. Questi dati trovano riscontro in molteplici risultati ottenuti sperimentalmente.

Un esempio può aiutare per una migliore comprensione dell'equazione (2.4). Ipotizziamo un sistema PVGCS da 1 MWp situato su un sito in cui l'irradiazione media annua sul generatore fotovoltaico è uguale a 1900 kWh • m^{-2} • $anno^{-1}$.

Dato il valore di 0,7 per il rapporto di prestazione del sistema, allora:

$$E_{PV}\ [kWh \cdot year^{-1}] = 1900 kWh \cdot m^{-2} \cdot year^{-1} \cdot 1000 kWp \cdot 07 = 1330000 kWh \cdot year^{-1} \quad (2.4)$$

Un parametro comunemente utilizzato per valutare la quantità di energia solare prodotta da un PVGCS è la resa finale (Yf, in $kWh \cdot kWp^{-1} \cdot anno^{-1}$). La figura 2.6 mostra alcuni valori di minimo e massimo per questo parametro in alcuni paesi. Inoltre, la tabella 2.1 raccoglie alcuni valori tipici di questo parametro calcolati in alcuni siti specifici situati in ciascuno dei paesi partecipanti al progetto "PVs in BLOOM" (Italia, Spagna, Grecia, Polonia, Austria, Slovacchia).
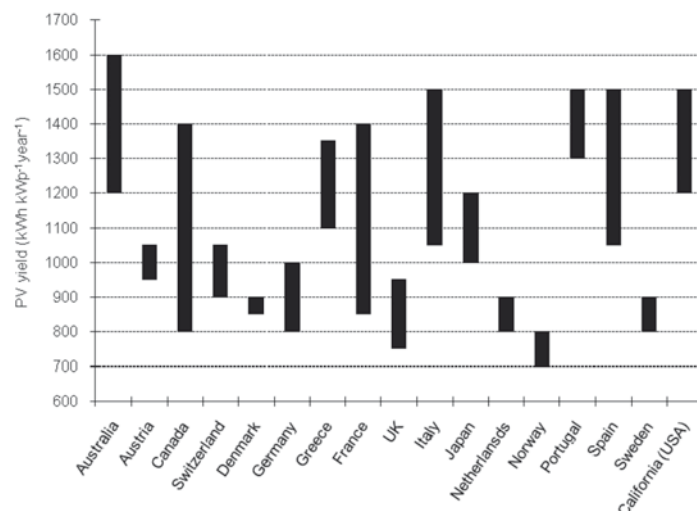
Figura 2.6 - Minimo e massimo rendimento annuo di elettricità del fotovoltaico in diversi paesi prodotta da un sistema da 1 kWp (kWh $anno^{-1}$) con inclinazione ottimale dei moduli fotovoltaici e rapporto prestazioni pari a 0,75. (Fonti: European Commission Joint Research Centre, http://re.jrc.cec.eu.int/pvgis/apps/pvest.php?lang=en&map=Europe; and National Renewable Energy Laboratory, http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/).

Tabella 2.1 - Valori tipici per questo parametro calcolati in alcuni siti specifici situati nei paesi partecipanti al progetto “PVs in BLOOM”. *N.B.: è stato utilizzato il software PVGIS. Sono state considerate strutture statiche, rivolte all’equatore ed inclinate in modo ottimale con un rapporto prestazionale pari a 0,8.*

Luogo	Latitudine, longitudine	Angolo di inclinazione ottimale (º)	Y_f, ($kWh \cdot kWp^{-1} \cdot anno^{-1}$)
Luoghi rappresentativi in Italia			
Padova (Italy)	45.410N, 11.877E	34°	1144
Belluno (Italy)	46.140N, 12.218E	36º	1096
Berchidda (Italy)	40.785N, 9.166E	34°	1456
Lugo di Vicenza (Italy)	45.746N, 11.530E	35º	1112
Mores (Italy)	41.474N, 1.564E	34º	1376
Sassari (Italy)	40.727N, 8.56E	34°	1456
Siliqua (Italy)	39.301N, 8.81E	34°	1472
Luoghi rappresentativi in Grecia			
Afetes (Greece)	39.283N, 23.18E	30°	1328
Aiginio (Greece)	40.511N, 22.54E	31°	1280
Lefkonas (Greece)	41.099N, 23.50E	31°	1224
Milies (Greece)	39.328N, 23.15E	30°	1352
Sourpi (Greece)	39.103N, 22.90E	29°	1304
Luoghi rappresentativi in Polonia			
Adamow (Poland)	50.595N, 23.15E	35°	936
Gmina Wisznice (Poland)	51.789N, 23.21E	36°	944
Urzad Miasta Lublin (Poland)	51.248N, 22.57E	36°	936
Luoghi rappresentativi in Austria			
Burgau (Austria)	48.432N, 10.41E	36°	1000
Fürstenfeld (Austria)	47.095N, 15.98E	35°	1064
Luoghi rappresentativi in Slovacchia			
Drahovce	48.518N, 17.80E	35°	1040
Bacuch	48.859N, 19,81E	38°	1024
Luoghi rappresentativi in Spagna			
Valencia	39.470N, -0.377E	35°	1400
Jaén	37.766N, -3.790E	33°	1544
Alcaudete	37.591, -4.087E	33°	1560
Hornos	38.217N, -2.720E	32°	1520

BREVE SINTESI DELLA SEZIONE 2

- Spiegare come calcolare l'irradiazione solare raccolta su una superficie con un orientamento dato (α) ed un angolo di inclinazione (β), apre la strada per calcolare l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico.
- Sono stati illustrati alcuni metodi grafici per stimare l'irradiazione solare raccolta su una superficie arbitrariamente orientata ed inclinata. ($H(\alpha, \beta)$). Sono stati introdotti alcuni strumenti software destinati allo stesso scopo.
- E' stata presentata un'equazione che combina precisione e semplicità, destinata a calcolare la produzione annua di energia dell'impianto:

  $$E_{PV}\,[kWh \cdot year^{-1}] = H(\alpha,\beta)\,[kWh \cdot m^{-2} \cdot year^{-1}] \cdot P^*\,[kWp] \cdot PR$$

  Dove:
  P^* = generatore di potenza PV in STC
  PR = rapporto prestazionale (0.7 - 0.8)

3. Dimensionamento impianti fotovoltaici grid-connected

Questa sezione si occupa dei concetti fondamentali volti al dimensionamento di un impianto fotovoltaico grid-connected distribuito in un'area degradata (PVPP). La realizzazione di una spiegazione approfondita su come progettare un PVPP per mezzo di un approccio rigoroso ed universale, che comprenda ogni configurazione, richiederebbe di coprire quasi tutti i casi possibili. Ciò comporterebbe molti sforzi e ridurrebbe la comprensibilità del testo. Di conseguenza, i concetti presentati qui di seguito in qualche misura sono stati semplificati, ed è stato studiato solo il dimensionamento di un sistema PVGCS con modulo a superficie piana e con inverter centrale.

3.1 Scelta del modulo PV

I moduli fotovoltaici utilizzati determinano in modo significativo il dimensionamento degli elementi rimanenti di un impianto PVGCS. Come primo approccio, è utile una stima approssimativa di 10 m² di superficie necessaria per kWp installato. Tenendo conto dello stato attuale della tecnica, in tabella 3.1, sono raccolte stime più accurate, a seconda della tecnologia delle celle solari impiegate. Le celle solari in silicio mono e policristallino fanno ancora la parte del leone nel mercato fotovoltaico, ma le nuove tecnologie, come quella basata sul CdTe, sono molto promettenti e stanno aumentando la loro presenza.

1 kWp ≈ 10 m² di superficie richiesta (silicio cristallino) se i moduli PV sono posizionati sullo stesso piano della superficie – tetto o terreno – ove sono stati posati.

Vale la pena notare che le suddette considerazioni sono vere, se i moduli fotovoltaici sono schierati sullo stesso piano della superficie del tetto o del terreno, ove sono stati posati In realtà questo non avviene nella maggior parte dei PVPPs e fare una stima della superficie necessaria per il sistema può trasformarsi in un problema complesso che coinvolge latitudine locale, pendenza del terreno, angolo di inclinazione dei moduli, ecc. Tuttavia, per ragioni di semplicità, si fanno le seguenti ipotesi: sviluppo orizzontale della superficie del terreno, angolo di inclinazione leggermente inferiore rispetto al valore della corrispondente latitudine, e nessuna ombreggiatura tra gli array di moduli fotovoltaici.

Tenendo conto dello stato dell'arte di cui sopra, la tabella 3.2 mostra la superficie di suolo richiesta per installare un sistema PVGCS da 1 kWp, a seconda della tecnologia delle celle solari utilizzate.

Tabella 3.1 - Superficie necessaria per un sistema PVGCS da 1-kWp, se i moduli PV sono posti sullo stesso piano della superficie – tetto o terreno – ove essi sono stati posati.
(Fonte: DGS y Ecofys, 2008. Planning and Installing Photovoltaic Systems. A guide for installers, architects and engineers. Second Edition. James & James, London, p. 151).

Tecnologia	Superficie (m²)
Silicio monocristallino	7-9
Silicio policristallino	8-11
Diseleniuro di rame e indio (CIS)	11-13
Telloruro di cadmio (CdTe)	14-18
Silicio amorfo	16-20

1 kWp ≈ ≈ 20 m² di superficie richiesta (silicio cristallino), quando i moduli PV sono distribuiti su un terreno orizzontale, con un angolo di inclinazione leggermente inferiore alla latitudine e senza ombreggiatura tra array di moduli fotovoltaici.

Tabella 3.2 - Superficie richiesta per 1-kWp se i moduli fotovoltaici sono distribuiti su una superficie orizzontale, inclinazione leggermente inferiore rispetto alla latitudine e senza ombreggiatura tra array di moduli fotovoltaici.
Nota: i dati raccolti sono leggermente sovrastimati. Calcoli più accurati per ogni latitudine specifica potrebbero dare valori della superficie richiesta inferiori.

Tecnologia	**Superficie (m^2)**
Silicio monocristallino	20
Silicio policristallino	27
Diseleniuro di rame e indio (CIS)	32
Telloruro di cadmio (CdTe)	40

Sia i costruttori di inverter che di moduli fotovolatici PV forniscono le specifiche elettriche più caratteristiche dei loro prodotti. Le più rilevanti sono riportate nelle tabelle 3.3 e 3.4. Come verrà mostrato in seguito, questi parametri sono di fondamentale importanza per la progettazione del sistema. Alcune altre caratteristiche quali il peso, le dimensioni, ecc., sono anche normalmente riportate nelle schede tecniche del produttore.

Tabella 3.3 - Parametri elettrici più significativi di un modulo PV generalmente forniti dal produttore

Parametro	**Simbolo**
Coefficiente di temperatura per corrente di corto circuito ($mA \cdot {}^{o}C^{-1}$)	$\alpha\ I_{MOD,SC}$
Coefficiente di temperatura per tensione di circuito aperto ($mV \cdot {}^{o}C^{-1}$)	$\beta V_{MOD,OC}$
Corrente nel punto MPP in condizioni STC (A)	$I_{MOD,M,STC}$
Corrente di corto circuito in condizioni STC (A)	$I_{MOD,SC,STC}$
Celle collegate in parallelo	N_{cp}
Celle collegate in serie	N_{cs}
Potenza massima in condizioni STC (Wp)	$P_{MOD,M,STC}$
Temperatura di funzionamento nominale della cella (°C)	NOTC
Tensione nel punto MPP in condizioni STC (V)	$V_{MOD,M,STC}$
Tensione a circuito aperto in condizioni STC (V)	$V_{MOD,OC,STC}$

Tabella 3.4. Parametri elettrici più significativi per un inverter, generalmente forniti dal produttore

Parametro	**Simbolo**
Efficienza massima (adimensionale)	$\eta_{INV,M}$
Fattore di potenza (adimensionale)	$\cos\varphi$
Frequenza di rete (Hz)	f
Corrente di ingresso DC massima (A)	$I_{INV,M,DC}$
Corrente di uscita AC nominale (A)	$I_{INV,AC}$
Tensione più bassa a cui l'inverter può lavorare MPP (V) in corrispondenza di MPP (V)	$V_{INV,m,MPP}$
Tensione più alta a cui l'inverter rileva il punto	$V_{INV,M,MPP}$
Potenza nominale in ingresso (W)	$P_{INV,DC}$
Potenza nominale in uscita (W)	$P_{INV,AC}$
Tensione massima in ingresso (V)	$V_{INV,M}$
Tensione nominale in uscita (V)	$V_{INV,AC}$

3.2 Dimensionamento della potenza nominale del generatore fotovoltaico

La definizione della potenza nominale di un generatore fotovoltaico (la somma della potenza massima a condizioni STC dei moduli usati) può dipendere da due criteri. Spetta al proprietario scegliere quello più restrittivo:

- Area disponibile: questo è particolarmente cruciale, e la tabella 3.2 deve essere tenuta a mente.
- Costo dell'impianto PVGCS installato. Oggi, la stima approssimativa di un investimento iniziale può variare da circa 3.000 a 6.000 Euro per kWp. In ogni caso, il costo dei moduli in silicio cristallino ha subito un forte calo nel corso degli anni 2007-2009 e sembra che questa tendenza continuerà anche nel breve termine.

Il generatore fotovoltaico è composto da collegamenti in parallelo di stringhe costituite da moduli collegati in serie. Di conseguenza, la tensione del generatore fotovoltaico è uguale alla tensione di una stringa, mentre la sua corrente è uguale alla somma della corrente di tutte le stringhe collegate in parallelo.

3.3 Dimensionamento della potenza nominale dell'inverter

Prima di dare alcune indicazioni volte a dimensionare la potenza nominale dell'inverter, devono essere forniti alcuni consigli per quanto riguarda il suo posizionamento. In generale, l'inverter deve essere posto vicino ai dispositivi di protezione AC (scaricatori di sovratensione, interruttore differenziale, ecc.) ed al contatore di energia. Si consiglia inoltre di posizionare il box di connessione DC, in cui le stringhe vengono collegate in parallelo, il più vicino possibile all'inverter, in modo che le cadute di tensione attraverso i cavi siano ridotte al minimo. Nonostante molti inverter siano conformi alle specifiche IP-65, si consiglia un contenitore a tenuta stagna per conservare questi dispositivi al riparo dagli eventi atmosferici. Ovviamente, devono essere rigorosamente rispettate tutte le raccomandazioni del produttore relative a temperatura ed umidità.

Come commentato in una delle sezioni precedenti, in generale, oltre i 5 kW sono disponibili solo inverter trifase.

Un parametro utile, volto a misurare la potenza in ingresso nominale dell'inverter ($P_{INV,DC}$), è il fattore di dimensionamento $F_S = P_{INV,DC} / P_{GFV,M,STC}$, dove $P_{GFV,M,STC}$ è la potenza massima del generatore PV a condizioni STC. Dei range di valori che costituiscono una raccomandazione diffusa per F_S secondo la latitudine sono riportati in tabella 3.5. Queste cifre vengono suggerite se il generatore PV è rivolto all'equatore, con un angolo di inclinazione vicino a quello della corrispondente latitudine.

Tabella 3.5 - Valori consigliati per Fs in Europa in funzione della latitudine (Fonte: Jantsch M., Schmidt H., Schmid, J., 1992. Results on the concerted action on power conditioning and control. Proceedings of the XI European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Montreux, Switzerland, pp. 1589-1592).

Zona	F_s
Europa settentrionale (lat. 55 - 70°)	0,65 – 0,8
Europa centrale (lat. 45 - 55°)	0,75 – 0,9
Europa meridionale (lat. 35 - 45°)	0,85 – 1,0

Il fattore di dimensionamento *Fs* deve essere abbassato al crescere della latitudine. Ciò è dovuto al fatto che le condizioni standard di test, STC, raramente si verificano all'esterno ed in Europa la potenza in uscita del generatore fotovoltaico complessivamente supera appena

PGFV,M,STC. Tuttavia, il clima soleggiato dell'Europa meridionale fa sì che l'elettricità generata da PVGCS sia generata ad alti livelli di irraggiamento. Questi alti livelli di irradianza presuppongono che la produzione di energia del generatore PV sia vicina a $P_{GFV,M,STC}$ e talvolta la superi.

Si consiglia anche che $0{,}8 \cdot P_{GFV,M,STC} \leq P_{INV,DC} \leq P_{GFV,M,STC}$ ($0{,}8 \leq F_s \leq 1$) in modo che l'inverter non sia sovraccaricato a lungo. Ovviamente, valori più bassi di Fs per le latitudini più settentrionali aumentano le prestazioni energetiche e portano a scegliere inverter di potenza inferiore per la stessa potenza nominale del generatore fotovolatico PV.

Oltre alle considerazioni di cui sopra, vi è un considerevole grado di libertà nella scelta di Fs. In termini pratici, e a condizione che Fs non sia troppo basso, l'influenza di *Fs* sulle prestazioni di PVGCS è scarsamente rilevante. In questo senso, è stato individuato un trend di progettisti di PVGCS in zone climatiche calde ed assolate, i quali spesso scelgono $Fs = 1$.

3.4 Dimensionamento del numero di moduli PV

In linea di principio, se una potenza nominale del generatore fotovoltaico data da $P_{GFV,M,STC}$ deve essere raggiunta utilizzando i moduli con una potenza nominale $P_{MOD,M,STC}$, il numero di moduli da installare può essere scritto come:

$$N = Int\left[\frac{P_{GFV\,M\,STC}}{P_{MOD\,M\,STC}}\right] \quad (3.1)$$

L'equazione (3.1) è un primo approccio al numero di moduli richiesti, poiché il dimensionamento del generatore PV richiede di determinare il numero di moduli o stringhe connessi in serie (N_{ms}) che devono essere collegati in parallelo (N_{mp}). Entrambi i valori dipendono dallo specifico modulo PV e dalla gamma di tensione nella quale l'inverter riesce a lavorare nel punti di massima potenza, MPP. Inoltre, deve essere prestata particolare attenzione a non superare la tensione massima in ingresso dell'inverter. Come mostrato qui di seguito, non sempre N è uguale a N_{mp} per N_{ms}. Più specificamente:

a) N_{ms} deve essere scelto in modo che la somma delle tensioni al punto MPP di tutti i moduli in una stringa stia in un range di tensione dove l'inverter riesce a lavorare nel punto di massimo MPP della curva V-I del generatore PV.
   N_{ms} deve essere dimensionato in modo che la tensione all'ingresso dell'inverter non superi mai la tensione massima che tale dispositivo può sopportare (VINV,M).
b) Alcune stringhe devono essere collegate in parallelo (N_{mp}) fino a raggiungere approssimativamente la potenza nominale del generatore fotovolatico PV. N_{mp} deve essere dimensionato in modo che la corrente fornita all'ingresso dell'inverter non superi la corrente nominale massima ($I_{INV,M,DC}$).

3.5 Dimensionamento del numero di moduli collegati in serie

Il valore N_{ms} deve stare entro un limite minimo ed un limite massimo. Il calcolo di tali limiti è dettagliato a seguire.

3.5.1 Numero massimo di moduli collegati in serie

Le basse temperature fanno aumentare la tensione a circuito aperto del generatore fotovoltaico. La situazione peggiore si verifica nel corso di giornate d'inverno molto fredde, quando l'inverter è scollegato (a causa di un guasto della rete, per esempio). L'alta tensione,

che compare all'ingresso dell'inverter, potrebbe seriamente mettere in pericolo il dispositivo, se questa tensione supera la tensione massima che il dispositivo può sopportare (VINV,M). Pur essendo conservativo, un criterio diffuso presuppone che il valore di temperatura della cella (Tc) possa scendere fino a -10º C. In questo caso, il numero massimo di moduli collegati in serie che può essere alimentato con l'inverter è dato da:

$$\text{máx } (N_{ms}) = \text{Int}\left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC\,(TC=-10°C)}}\right] \quad (3.2)$$

Le schede tecniche del modulo fotovolatico PV non forniscono la tensione a circuito aperto a T_c = -10ºC, ma di solito mostrano il coefficiente di temperatura per la tensione a circuito aperto $\beta V_{MOD,OC}$ (di solito espresso in mV·ºC-1), cosicché ($\beta V_{MOD,OC}$ <0):

$$V_{MOD,OC\,(T_c=-70°C)} = V_{MOD,OC,\,STC} - 35°\beta V_{MOD,OC,} \quad (3.3)$$

Se $\beta V_{MOD,OC}$ è espresso in ºC-1, l'equazione (3.3) diventa:

$$V_{MOD,OC\,(T_c=-70°C)} = V_{MOD,OC,\,STC}(1 - 35°\cdot\beta V_{MOD,OC}) \quad (3.4)$$

La seguente approssimazione potrebbe essere utilizzata per il silicio mono e policristallino:

$$V_{MOD,OC\,(T_c=-10°C)} \approx 1{,}14\cdot V_{MOD,OC,\,STC} \quad (3.5)$$

3.5.2. Numero minimo di moduli collegati in serie

Le alte temperature fanno scendere sia la tensione a circuito aperto, che la tensione nel punto MPP del generatore fotovoltaico. Se la tensione cade sotto la minima tensione alla quale l'inverter può continuare a lavorare agganciato al punto MPP ($V_{INV,m,MPP}$), l'inverter non riesce ad ottenere la massima potenza del generatore fotovoltaico e si potrebbe anche spegnere. Un criterio diffuso presume che la temperatura della cella (Tc) possa salire fino a 70ºC: in questo caso, deve essere garantito un numero minimo di moduli collegati in serie, per evitare il verificarsi della situazione di cui detto sopra:

$$\text{min } (N_{ms}) = \text{Int}\left[\frac{V_{INV,\,m,MPP}}{V_{MOD,OC\,(T_c=-70°C)}}\right] + 1 \quad (3.6)$$

Il quoziente $V_{INV,m,MPP} / V_{MOD,M\,(Tc=\,70°C)}$ deve essere aumentato di un'unità per garantire l'arrotondamento in eccesso. Come commentato in precedenza, le specifiche tecniche del modulo PV non forniscono la tensione nel punto MPP a Tc = 70ºC, ma essa può essere calcolata come segue (ricordare che $\beta V_{MOD,OC}$< 0):

$$V_{MOD,M\,(T_c=-70°C)} \approx V_{MOD,M,STC} + 45°\,\beta V_{MOD,OC} \quad (3.7)$$

Se $\beta V_{MOD,OC}$ è espresso in ºC-1, l'equazione (3.7) diventa:

$$V_{MOD,M\,(T_c=-70°C)} \approx V_{MOD,M,STC}\,(1 + 45°\cdot\beta V_{MOD,OC}) \quad (3.8)$$

La seguente approssimazione potrebbe essere utilizzata per il silicio mono e policristallino:

$$V_{MOD,M\,(T_c=-70°C)} \approx 0{,}82 \cdot V_{MOD,M,STC} \qquad (3.8)$$

La Figura 3.1 è intesa a chiarire le suddette considerazioni e calcoli. Una volta che il numero minimo e massimo di moduli collegati in serie è accettabile, deve essere selezionato un valore compreso tra il minimo ed il massimo.

3.6 Dimensionamento del numero di moduli PV collegati in parallelo

Una volta determinato Nms, il numero di moduli collegati in parallelo è calcolato come segue:

$$N_{mp} = \mathrm{Int}\left[\frac{N}{N_{ms}}\right] \qquad (3.9)$$

Come commentato in precedenza, di solito $N \neq N_{ms} \cdot N_{mp}$. Inoltre, la corrente in ingresso dell'inverter non deve mai superare il valore nominale massimo ($I_{INV,M,DC}$).

Di conseguenza, deve essere verificata la seguente disequazione:

$$N_{mp} I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \qquad (3.10)$$

Se la disequazione (3.10) non è vera, deve essere scelto un valore più alto per Nms, in modo da ottenerne uno inferiore per N_{mp} attraverso l'equazione (3.9). Questo nuovo valore più basso rispetto a N_{mp} deve essere conforme all'equazione (3.10).
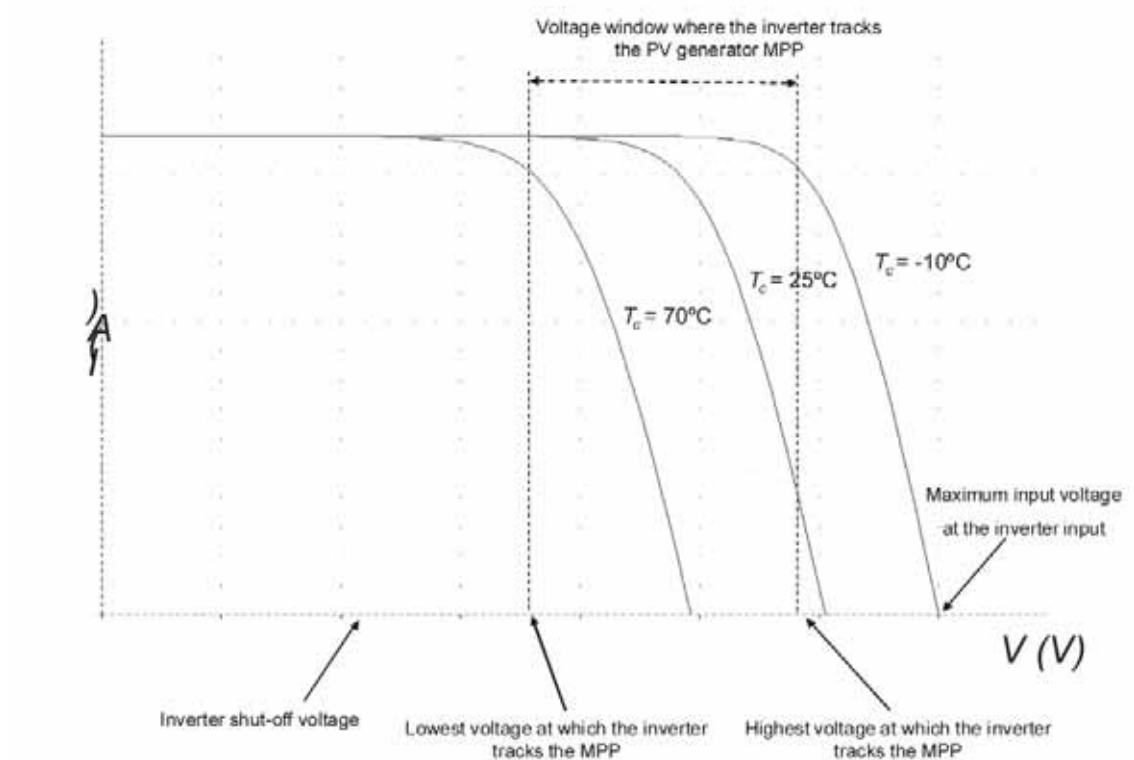
Fig. 3.1. - Curve tensione – corrente di un generatore PV a diverse temperature delle celle (T_c), stessa irradianza (G), insieme alle tensioni caratteristiche dell'inverter. *N.B.*: nella figura è stata trascurata l'influenza di secondo ordine che la temperatura della cella esercita sulla corrente di corto circuito.
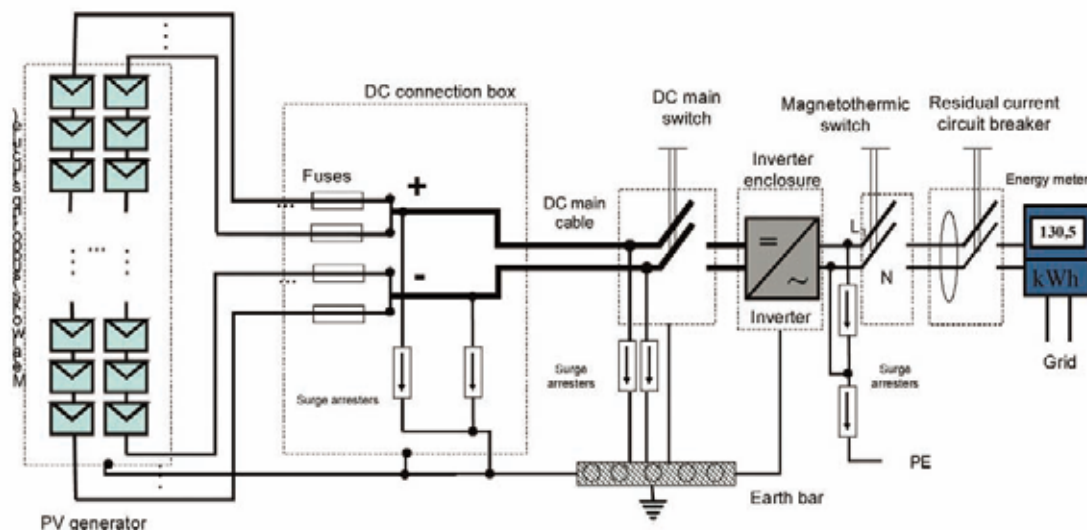
Figura 3.2. - Schema dettagliato di un sistema PVGCS (è stato ipotizzato un inverter monofase, benché questo schema si possa applicare di principio anche ad un inverter trifase).

3.7 Dimensionamento del cablaggio

La Figura 3.2 rappresenta uno schema dettagliato di un PVGCS. I moduli fotovoltaici sono collegati in serie in stringhe, che sono collegate in parallelo nella scatola di connessione DC, per mezzo di cavi la cui lunghezza può variare a seconda di quanto sono lontane le stringhe di moduli da questa scatola. Il cavo DC principale collega la scatola di connessione continua ad un interruttore principale DC, che si trova presso l'ingresso dell'inverter. La sezione trasversale del cavo principale DC è ovviamente più grande di quella delle stringhe, poiché porta la somma delle correnti che vengono trasferite da ciascun cavo di stringa. Un interruttore magnetotermico è posto all'uscita dell'inverter, insieme con un interruttore differenziale. Poi, l'elettricità viene immessa nella rete attraverso il contatore di energia.

Per quanto riguarda i dettagli più specifici di ogni impianto, ciascuno dei paesi partecipanti al progetto "PVs in BLOOM" deve garantire che il PVGCS rispetti il proprio codice nazionale a bassa tensione, facendo le opportune verifiche.

Il dimensionamento del cablaggio deve tener conto di tre principi fondamentali: a) la tensione di tenuta, b) la capacità di trasporto di corrente e c) limitare le cadute di tensione attraverso i cavi in condizioni standard STC, in modo che siano ridotte al minimo le perdite. La maggior parte dei cavi in commercio di solito sopporta tensioni fino a 1.000 V, che è un valore che non viene generalmente superato dai sistemi fotovoltaici. Inoltre, molti cavi sono predisposti per essere posati in esterno, per cui nei sistemi fotovoltaici non si pone alcun problema. Di conseguenza, il dimensionamento dei cavi implica soprattutto il tener conto dei criteri b) e c), in modo che la più restrittiva di esse imponga la sezione del cavo da selezionare.

3.7.1 Portata di corrente

La corrente massima che può fluire attraverso i cavi dipende soprattutto dalla loro sezione trasversale, e anche dalla temperatura ambientale, dalla loro disposizione, se sono intrecciati o meno, ecc. I valori per le correnti massime rispetto alla sezione possono essere consultati nella norma IEC 60.512, parte 3, anche se alcuni paesi hanno adottato i propri standard (in Spagna, si applica la norma AENOR EA 0.038).

Inoltre, IEC 60512 prescrive che i cavi per il fotovoltaico debbano essere a prova di guasto a terra e a prova di corto circuito.

Secondo la norma IEC 60364-7-712, alla sua temperatura di funzionamento, ogni stringa di cavi deve essere in grado di trasportare 1,25 volte la corrente di corto circuito della stringa in condizioni standard STC (la stessa corrente di un singolo modulo), a condizione che i fusibili siano presenti ad evitare l'inversione delle correnti, come commentato in precedenza. Lo stesso criterio di trasporto della corrente vale sia per il cavo DC principale, che per il cavo di alimentazione in uscita dall'inverter.

3.7.2 Limitare le cadute di tensione attraverso cavi a condizioni standard, STC

Ogni partner del progetto deve rivedere le proprie normative nazionali in materia di cadute di tensione attraverso i cavi permesse o raccomandate a STC (nelle parti DC e AC). Nel caso della Spagna, si raccomanda l'1,5% della tensione del generatore fotovolatico, in condizioni standard, nel punto MPP per la parte DC; mentre non superare questa soglia per la tensione nominale di uscita dell'inverter è obbligatorio nella parte AC.

Il calcolo della minima sezione di un cavo di stringa (Sm,string, in mm2) in DC come funzione della caduta di tensione consentita in una stringa (ΔVstring, come frazione della tensione del generatore PV – che è pari a quella della stringa - nel punto MPP a STC) per una stringa collegata da un cavo singolo di lunghezza Lstring(m), si deriva dalla seguente equazione:

$$S_{m,\ string} = \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{MOD,\ M,\ STC}}{\Delta V_{string} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,\ M\ STC} \cdot \sigma} \qquad (3.11)$$

Il simbolo σ rappresenta la conduttività, che nel caso del rame è pari a 56 $m \cdot \Omega^{-1} \cdot mm^{-2}$. Il termine $N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC}$ è la tensione del generatore fotovolatico nel punto MPP a condizioni standard STC.

Se il cavo principale DC ha una lunghezza di cavo singolo L_{main} (m), la sezione trasversale minima ($S_{m,main}$, in mm^2), espressa come funzione della caduta di tensione consentita in questo cavo (ΔV_{main}, come frazione della tensione del generatore PV nel punto MPP a condizioni STC), si ricava dalla seguente equazione, molto simile all'equazione (3.11):

$$S_{m,\ string} = \frac{2 \cdot L_{main} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,\ M,\ STC}}{\Delta V_{main} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,\ M,\ STC} \cdot \sigma} \qquad (3.12)$$

Per quanto riguarda la minima sezione trasversale del cavo nella parte AC ($S_{m,AC,}$ in mm^2), come funzione della caduta di tensione consentita in questa parte ($\Delta V_{AC,}$ come frazione della tensione nominale in uscita dall'inverter), si può scrivere come:

$$S_{m,\ AC} = \frac{2 \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos\varphi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,\ AC} \cdot \sigma} \quad \text{(isingle- phase inverter)} \qquad (3.13)$$

$$S_{m,\ AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos\varphi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,\ AC} \cdot \sigma} \quad \text{(three- phase inverter)} \qquad (3.14)$$

dove L_{AC} (m) è la lunghezza del cavo singolo AC ed $I_{INV,AC}$ (A) è la corrente nominale in uscita dall'inverter.

3.8 Dimensionamento di alcune misure di protezione

Una trattazione globale del dimensionamento di tutte le misure necessarie e le protezioni consigliate per i sistemi PVGCS si colloca al di fuori degli obiettivi e dalla portata di questo documento. Perciò si raccomanda ai lettori di rivedere le sezioni dei loro codici normativi nazionali in materia di bassa tensione, che si occupano di questa importante questione. Una breve rassegna delle misure di protezione altamente consigliate e rappresentate in figura 3.2, è comunque descritta di seguito:

- I moduli fotovoltaici sono realizzati con diodi di bypass incorporati per evitare surriscaldamenti locali ("hot spot"), che possono danneggiare gravemente il modulo in caso di ombraggiatura persistente, celle fessurate, curva anomala del modulo VI, ecc.
- Pur essendo ampiamente usati in passato, i diodi di blocco, rivolti a prevenire le correnti inverse, sono stati quasi completamente sostituiti dai fusibili, a causa degli inconvenienti che i diodi di blocco comportano. In questo senso, i cavi di stringa devono essere protetti contro le correnti inverse per mezzo di fusibili gR (standard IEC 60269), inseriti in entrambi i poli. Queste correnti d'inversione potrebbero aver luogo, per esempio, quando in una stringa si verifica un guasto di isolamento, e potrebbero seriamente danneggiare i cavi di stringa.
- La configurazione flottante è la più sicura (i due poli isolati da terra). Comunque tutte le parti metalliche dell'impianto devono essere messe a terra. Più in particolare: le cornici del modulo, le strutture di supporto, la scatola di connessione DC, e i contenitori metallici, che ospitano sia l'interruttore principale DC, sia l'inverter, devono essere collegati alla barra di terra.
- Nei generatori PV sono presenti grandi spire di cavi, che, a loro volta, possono causare picchi di tensione quando un fulmine colpisce un'area vicino al PVGCS.
  Di conseguenza è pratica consigliabile inserire scaricatori di tensione tra i poli positivo e negativo e la terra. Tali dispositivi devono essere installati nella scatola di connessione DC. Se la distanza tra la scatola e l'inverter supera i 10 m, devono essere installati anche all'ingresso dell'inverter, a meno che il dispositivo non sia dotato di proprie protezioni. Gli scaricatori di tensione devono essere disponibili all'uscita inverter.

3.8.1 Dimensionamento dei fusibili

Come già descritto sopra, i fusibili gR sono alloggiati all'interno della scatola di connessione DC e sono collegati in serie ad ogni stringa di modulo. I cavi di stringa sono protetti dai fusibili contro le correnti inverse causate da condizioni di funzionamento difettoso. Un criterio comune e diffuso per determinare la corrente nominale del fusibile (Ifuse) è il seguente:

$$I_{MOD,\,SC,\,STC} \leq I_{fase} \leq 2 \cdot I_{MOD,\,SC,\,STC} \quad (3.15)$$

Quindi si può ritenere che:

$$1{,}5 \cdot I_{MOD,\,SC,\,STC} \leq I_{fase} \quad (3.16)$$

La corrente nominale del fusibile è standardizzata in conformità alla IEC 60269.

Infine, i fusibili devono essere adatti per la corrente continua e devono sopportare tensioni pari a 1,1 volte la tensione a circuito aperto del generatore fotovoltaico in condizioni standard ($N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,STC}$).

3.8.2 Scatola di connessione DC e dimensionamento dell'interruttore principale DC

Attualmente sono commercializzate alcuni tipi di scatole di connessione resistenti agli agenti atmosferici (certificazione IP-54), in modo che un numero limitato di stringhe può essere facilmente connesso in parallelo con i fusibili corrispondenti. Gli scaricatori di tensione possono essere collegati all'interno delle scatole (vedere figura 1.6, nella sezione 1).

Un interruttore principale DC deve essere installato tra il generatore fotovoltaico e l'inverter, come da norma IEC 60364-7-712. Questo interruttore principale DC deve sopportare: a) la tensione a circuito aperto del generatore PV alla temperatura della cella di -10º C e b) 1,25 volte la corrente di corto circuito del generatore PV a condizioni STC ($1{,}25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC}$).

3.9 Alcuni dati caratteristiche relativi ai sistemi PVPP implementati

Due esempi reali di PVPPs, attuati con successo, saranno descritti di seguito per avere un'idea della gamma di tensione, corrente, potenza, rendimento elettrico, ecc., che alcuni sistemi moderni gestiscono. Anche alcune delle loro principali caratteristiche saranno brevemente discusse. Tralasciando i diversi livelli di irradiazione che possono essere raccolti in tutta l'Europa, vale la pena ripetere ancora una volta che l'attuale enorme varietà di produttori di dispositivi fotovoltaici rende difficile fornire valori "tipici" per molti dei parametri di cui sopra.

3.9.1 Un PVPP da 101.2 - kWp a Herreruela de Oropesa (provincia di Toledo, Spagna)

Questo PVPP si trova a Herreruela de Oropesa (provincia di Toledo, Spagna) su un appezzamento di terreno sterile, come illustrato nella figura 3.3. Questo sito ha una latitudine 39° 53' N, longitudine 5º 14 ' ed altezza pari a 355 m s.l.m.

Le condizioni meteorologiche locali del sito sono caratterizzate da una media annua di irraggiamento giornaliero orizzontale di 4,6 $kWh \cdot m^{-2}$, con una temperatura annuale media giornaliera di 14º C.

Il PVPP è dispiegato mediante quattro inseguitori a due assi ADESTM – 25,3 kWp – ciascuno dimensionato in modo che il campo fotovoltaico completo ammonti a 101,2 kWp. Quest'ultimo comprende moduli monocristallini 440 Suntech™ WXS230S da 230 Wp ciascuno. La conversione DC-AC è effettuata da un inverter centrale trifase Xantrex™ GT100E da 100-kW. Questo PVPP è stato avviato all'inizio del 2008 e da allora ha prodotto una media di 2.030 $kWh \cdot kWp^{-1} \cdot anno^{-1}$. La tabella 3.6 raccoglie alcuni parametri elettrici caratteristici del sistema.

Tabella 3.8 - Caratteristiche elettriche principali a condizioni STC del generatore fotovoltaico del PVPP di Herreruela de Propesa, descritto in questa sottosezione.

Potenza nominale (Wp)	Moduli collegati in serie	Moduli collegati in parallelo	Tensione a circuito aperto (V)	Corrente di corto circuito (A)	Tensione al punto di potenza massima (V)	Corrente al punto di potenza massima (A)
101.200	11	40	611	226	475	212

Figura 3.3. - PVPP in Herreruela de Oropesa (provincia di Toledo, Spagna). La foto presenta un inseguitore a due assi di una vicina piantagione fotovoltaica PVPP.

3.9.2 Una PVPP da 9,2-MWp a Jaén (provincia di Jaén, Spagna)

La fattoria solare da 9,2 MWp "Olive three field" (*Olivares* - Uliveti) si trova in un appezzamento di terreno di 16 ettari a Jaén (provincia di Jaén, Spagna, 38' N di latitudine, 3° O longitudine , altezza 520 m s.l.m.). Questo terreno si presenta quasi privo di ombre, con pendenze trascurabili rispetto all'orizzonte. Un centro di trasformazione ad alta tensione (20 kV / 132 kV) è situato nelle vicinanze del sito, quindi è disponibile un facile accesso di connessione alla rete.

Le condizioni meteorologiche locali del sito sono caratterizzate da una media annua di irraggiamento giornaliero orizzontale di 4,9 kWh·m^{-2}, con una temperatura annuale media giornaliera di 16° C.

Quasi la metà dell'area sopra descritta era una discarica di inerti, mentre l'altra metà era un uliveto poco redditizio, come illustrato nella figura 3.4. Il proprietario di questo terreno non era soddisfatto della condizione di degrado di una parte di questa zona e del livello di redditività della produzione di olio d'oliva. Di conseguenza, rispose in modo entusiasta alla richiesta dei futuri proprietari del PVPP di affittare il suo terreno per allestire il parco solare. Al fine di installare l'impianto fotovolatico, gli olivi vennero estirpati ed il terreno bonificato, insieme a quello della vicina discarica.
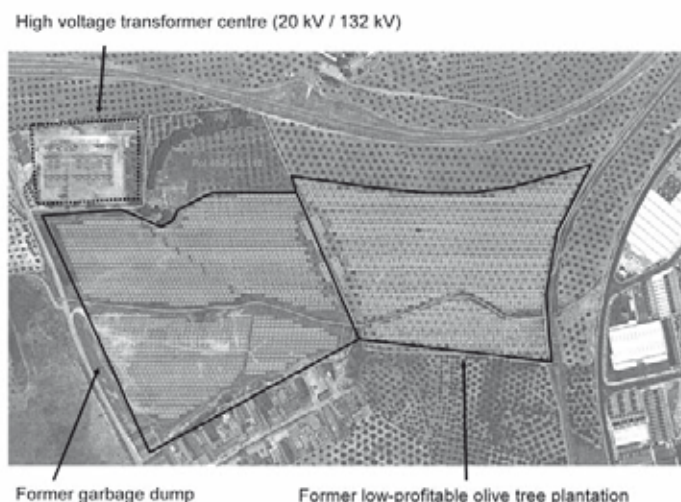
Figura 3.4 - Veduta aerea del terreno prima dell'allestimento della fattoria solare 'Uliveti'.

Nella fattoria solare 'Uliveti' sono stati utilizzati solo moduli in silicio monocristallino 220-Wp (m-Si) Isofotón™ IS-220. Strutture di sostegno semi-fisse consentono di cambiare l'angolo di inclinazione da 15º a 35º a seconda della stagione dell'anno. Il progetto è composto da settantadue sotto-impianti da 121,4 kWp ciascuno, con ulteriori quattro da 105,6 kWp ciascuno, per un totale di settantasei sotto-impianti.

Gli impianti PV da 121,4-kWp e 105,6-kWp sono collegati alla rete rispettivamente attraverso inverter centrali trifase IngeCon™ Sun 100-kVA ed IngeCon™ Sun 90-kVA. Questo PVPP è partito ad Agosto 2008 e da allora ha prodotto poco più di 1.600 $kWh{\cdot}kWp^{-1}{\cdot}anno^{-1}$. La Figura 3.5. mostra una veduta parziale della fattoria solare.

Figura 3.5 - Veduta parziale del PVPP da 9,2-MWp di Jaén (fattoria solare 'Uliveti').

La Tabella 3.9 raccoglie la struttura del campo fotovolatico PV secondo ogni tipo di sotto-impianto. Le loro caratteristiche elettriche in STC sono raccolte in tabella 3.10.

Tabella 3.9. Struttura elettrica di entrambi i tipi di sotto-impianto PV esistenti.

	Sotto-impianto PV 121,4-kWp	Sotto-impianto PV 105,6-kWp
Numero di moduli collegati in parallelo	46	40
Numero di moduli collegati in serie	12	12

Tabella 3.10. Caratteristiche elettriche a condizioni STC di entrambi i tipi di sotto-impianto fotovoltaici PV esistenti

Parametro	Sotto-impianto 121,4-kWp	Sotto-impianto 105,6-kWp
Tensione a circuito aperto (V)	691	691
Corrente di corto circuito (A)	234	204
Tensione al punto di potenza massima (V)	553	553
Corrente al punto di potenza massima (A)	219	191
Potenza nominale (Wp)	121.400	105.600

- Superficie necessaria per PVPP da 1-kWp, se i moduli fotovoltaici sono posati su una superficie di terreno piana, con inclinazione leggermente inferiore rispetto alla latitudine e senza auot-ombreggiatura tra array di moduli fotovoltaici.
  Nota: i dati qui raccolti sono leggermente sovrastimanti. Calcoli più accurati per ogni latitudine possono portare a valori più bassi della superficie richiesta:

Tecnologia	Superficie (m^2)
Silicio monocristallino	20
silicio policristallino	27
diseleniuro di rame e indio (CIS)	32
Telloruro di cadmio (CdTe)	40

- Il dimensionamento della potenza nominale di un generatore fotovoltaico dipende principalmente da due parametri. Spetta al proprietario scegliere quello più restrittivo: area disponibile o costo del PVGCS installato (se sono a disposizione interessanti incentivi finanziari, deve essere eseguita una analisi economica approfondita).
- Il dimensionamento dell'inverter comporta la selezione di un valore per il rapporto tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza nominale del generatore fotovoltaico. Alcune tabelle sono fornite per questo parametro, in base alla latitudine locale, sebbene vi sia un considerevole grado di libertà nella scelta del valore.
- Un generatore fotovoltaico è composto di stringhe di moduli connesse in parallelo. Il numero di stringhe collegate in parallelo e il numero di moduli in una stringa è determinato dalle caratteristiche dell'inverter, cosicché esso non sia danneggiato durante il normale funzionamento del generatore fotovoltaico.
- Per il dimensionamento del cablaggio occorre tener conto di due elementi fondamentali: la tensione massima sopportabile e la portata di corrente.

E' altamente consigliato limitare le cadute di tensione attraverso i cavi a condizioni standard STC del generatore fotovolatico, in modo da ridurre al minimo le perdite. Lo stesso vale per le perdite del cavo nella parte AC. Inutile dire che le parti, sia DC che AC, devono rispettare codici nazionali di regolamentazione elettrica.

- E' fortemente consigliato che ogni project partner riveda le sezioni dei propri codici nazionali a livello di bassa tensione, che hanno a che vedere con le misure di protezione negli impianti fotovoltaici. Alcune di esse sono trattate in questa sezione.
- Tralasciando i diversi livelli di irradiazione, che possono essere raccolti in ogni paese partner del progetto, la varietà esistente nella gamma di produttori di dispositivi fotovoltaici rende difficile fornire valori “tipici” per le caratteristiche elettriche delle PVPPs. Malgrado ciò, sono stati presentati due esempi di impianti di ultima generazione.

APPENDICE ALLA SEZIONE 3: TERMINOLOGIA

$\alpha\, I_{MOD,SC}$ = Coefficiente di temperatura della corrente di corto circuito di un modulo PV ($mA\cdot{}^{o}C^{-1}$)
$\beta V_{MOD,OC}$ = Coefficiente di temperatura della tensione a circuito aperto di un modulo PV ($mV\cdot{}^{o}C^{-1}$)
ΔV_{AC} (adim) = Caduta di tensione come una frazione del valore nominale della tensione in uscita dall'inverter
ΔV_{string} (adim) = Caduta di tensione in una stringa come frazione della tensione di un generatore PV nel punto MPP a condizioni standard, STC
ΔV_{main}(adim) = Caduta di tensione nel cavo principale DC come frazione della tensione del generatore PV nel punto MPP a condizioni standard, STC
$\eta_{INV,M}$ (adim) = Efficienza massima dell'inverter
σ ($m\cdot\Omega^{-1}\cdot mm^{-2}$) = Conduttività
cos φ (adim) = Fattore di potenza dell'inverter
f (Hz) = Frequenza della rete
F_s(adim) = Fattore di dimensionamento
G (Wm^{-2}) = Irradianza incidente
G_{STC} (Wm^{-2}) = Irradianza incidente a condizioni standard, STC (1000 Wm^{-2})
G_{da} (0) ($kWh\cdot m^{-2}\cdot day^{-1}$) = Irradiazione media giornaliera su una superficie orizzontale
Gda (α,β) ($kWh\cdot m^{-2}\cdot día^{-1}$) = Irradiazione media giornaliera di un generatore PV posato su un piano
I_{fuse} (A) = Corrente nominale del fusibile
$I_{INV,AC}$ (A) = Corrente nominale in uscita dall'inverter
$I_{INV,M,DC}$ (A) = Corrente massima DC in ingresso dell'inverter
$I_{MOD,M,STC}$ (A) = Corrente del modulo PV nel punto MPP a condizioni standard STC
$I_{MOD,SC,STC}$ (A) = Corrente di corto circuito del modulo PV a condizioni standard STC
L_{AC} (m) = Lunghezza del cavo singolo (unipolare) AC
L_{main} (m) = Lunghezza del cavo singolo (unipolare) principale DC
L_{string} (m) = Lunghezza del cavo singolo (unipolare) di stringa
N (adim) = Numero totale di moduli del generatore fotovolatico PV
N_{cs} (adim) = Celle collegate in serie all'interno di un modulo
N_{cp} (adim) = Celle collegate in parallelo all'interno di un modulo
N_{mp} (adim) = Numero di stringhe collegate in parallelo
N_{ms} (adim) = Moduli fotovoltaici PV collegati in serie in una stringa
$NOCT$ (°C) = Temperatura operativa nominale della cella (°C)
$P_{GFV,M,STC}$ (Wp) = Potenza massima di un generatore PV a condizioni standard STC o potenza nominale di un generatore fotovolatico PV
$P_{INV,AC}$ (W) = Potenza nominale in uscita dell'inverter
$P_{INV,DC}$ (W) = Potenza nominale in ingresso dell'inverter
$P_{MOD,M,STC}$ (Wp) = Potenza massima di un modulo PV a condizioni STC o potenza nominale di un modulo fotovolatico PV
PR (adim.) = Rapporto prestazionale
$S_{m,AC}$ (mm^2) = Sezione trasversale minima di un cavo AC in funzione della caduta di tensione ammessa
$S_{m,main.}$ (mm^2) = Sezione trasversale minima di un cavo DC ($S_{m,string}$, in mm^2) in funzione della caduta di tensione ammessa
$S_{m,rstring}$ (mm^2) = Sezione trasversale minima di un cavo di stringa in funzione della caduta di tensione ammessa
T_a (°C) = Temperatura ambiente
T_c (°C) = Temperatura della cella
VINV,AC (V) = Tensione nominale in uscita dell'inverter

$V_{INV,M}$ (V) = Tensione massima in ingresso dell'inverter
$V_{INV,m,MPP}$ (V) = Minima tensione a cui l'inverter lavora agganciando il punto di massima potenza MPP del generatore fotovolatico PV
$V_{INV,M,MPP}$ (V) = Massima tensione a cui l'inverter lavora agganciando il punto di massima potenza MPP del generatore fotovolatico PV
$V_{MOD,M,STC}$ (V) = Tensione del modulo PV nel punto MPP a condizioni STC
$V_{MOD,OC,STC}$ (V) = Tensione a circuito aperto del modulo fotovolatico PV a condizioni standard STC

4. Abbinare le tipologie di PVPP a terreni specifici

Data la grande varietà di tipologie di sistemi PVPP esistenti e le numerose peculiarità che caratterizzano un tipo di terreno marginale, è utile fornire alcune indicazioni per valutare quale tipologia di sistema PVPP può soddisfare al meglio uno specifico tipo di terreno. Così, si potrebe compilare una tabella specifica a variabili multiple usando le successive indicazioni.

Il testo che segue è stato estratto dal *Documento di Visione Strategica*.

Terreni rocciosi, sabbiosi o soggetti a subsidenza non sono consigliabili per installarvi alcuna tipologia di PVPP. Ovviamente, i terreni a rischio – geologico, idrologico o sismico – devono essere ugualmente scartati.

Per quanto riguarda la cliviometria, pendenze alte del terreno – oltre il 5% – impediscono la posa di PVPP, che utilizzino tecniche di inseguimento, ma entro certi limiti la pendenza è un elemento neutro nel caso di moduli statici o semistatici.

Terreni con superfici frastagliate devono essere evitati: si tratta di una barriera potente per le opere civili necessarie ad allestire un PVPP; inoltre, il funzionamento e la manutenzione successiva si trasformano in un compito difficile. Terreni umidi o paludosi non rappresentano un ostacolo per le piantagioni fotovoltaiche. Le superfici regolari sono ovviamente quelle da preferire.

Come si può facilmente capire, i siti con profili ad alta irradiazione porteranno ad una notevole produzione di energia elettrica solare. Terreni con una media annuale di irradiazione orizzontale sotto i 900 kWh/m^2 devono essere ignorati. Se si deve installare un sistema fotovolatico a concentrazione (CPV), è richiesta almeno una media annua di irraggiamento normale diretto di 1.800 kWh/m^2.

Zone d'ombra persistenti dovrebbero certamente essere evitate, ma le perdite di energia causate da un'ombreggiatura minima al tramonto e all'alba in inverno sono trascurabili: in questo caso, il terreno risulterà accettabile.

Le prestazioni solari delle celle beneficiano del raffreddamento per convezione forzata del vento, così nel caso di sistema PVPP statico e semi statico, zone moderatamente ventose (velocità massima del vento di circa 30-40 km/ h) favoriscono la produzione di energia elettrica solare. Tuttavia, zone altamente ventose (picchi di vento frequenti sopra i 60 km/ h) non sono adatte per le PVPP che usano le tecniche di inseguimento solare. In tali zone, nella migliore delle ipotesi, i sistemi di inseguimento si porteranno frequentemente nella posizione di stivaggio (posizione di minor resistenza al vento) ed il rendimento energetico sarà influenzato negativamente. Nel peggiore dei casi, alcuni di questi sistemi possono subire seri danni.

In passato, l'effetto negativo della polvere è stato sottovalutato nei sistemi PVPP. Studi recenti dimostrano che perdite di energia fino a circa il 15-20% potrebbero avvenire a causa di polvere e sporcizia. Di conseguenza, terreni polverosi marginali dovrebbero essere evitati. Inoltre, particolare attenzione deve essere prestata alla aree limitrofe del terreno marginale in cui il PVPP deve essere posato. Per esempio, aree circostanti seminative in climi secchi non sono consigliabili.

Se il clima del terreno marginale non è troppo nuvoloso – questo potrebbe influenzare l'irradiazione orizzontale media annua – la pioggia può aiutare a mantenere puliti i moduli fotovoltaici. Di conseguenza, moderati valori di piovosità media mensili (5-7 cm) sono utili per qualsiasi tipologia di PVPP.

Un facile accesso alla connessione alla rete è altamente consigliabile.

Un strada agevole che accede alla zona marginale è raccomandabile per due motivi. Prima di tutto, il trasporto di tutto il materiale necessario per allestire qualsiasi PVPP sarà molto più facile e meno costoso. Lo stesso vale per i compiti di gestione e manutenzione che vanno effettuati durante la vita utile del PVPP.

Una buona copertura a livello delle comunicazioni – disponibilità di copertura Internet, GPRS, ecc. – sta diventando sempre più importante. Le società elettriche, che alla fine acquistano l'energia generata, di solito obbligano i proprietari di impianti PVPP in terreni marginali relativamente isolati e di grandi dimensioni, a fornire accesso remoto ai loro contatori di energia.

BREVE SINTESI DELLA SEZIONE 4

- Vi è un'ampia gamma di possibili tipologie per i sistemi PVPP, mentre le peculiarità che caratterizzano un tipo di terreno marginale sono numerose. Questo trasforma l'accoppiamento del primo con il secondo in un compito arduo quando lo si affronta con l'utilizzo di tabelle multivariabile.
- Questa sezione si propone di fornire alcune indicazioni per valutare quale tipologia di sistema PVPP può al meglio soddisfare uno specifico tipo di terreno marginale.

5. Valutazione economica di sistemi PV Grid-Connected

Gli impianti fotovoltaici a terra, grid-connected (PVGCS), stanno diventando l'applicazione della tecnologia fotovoltaica più diffusa nei paesi sviluppati. Ciò è dovuto principalmente ai programmi di sostegno e alle politiche governative lanciate da questi paesi ed ad un trend in continua diminuzione nel costo dei pannelli fotovoltaici (PV). Queste politiche sono attuate con incentivi finanziari che, in generale, rientrano in quelli che privilegiano l'investimento (sovvenzioni iniziali agli investimenti, prestiti a condizioni agevolate, incentivi fiscali sul reddito, ecc.) e in quelli che privilegiano la generazione di energia (tariffe di alimentazione (FIT), scambio sul posto, ecc.).

In questa sezione, vengono in primo luogo brevemente esaminate alcune misure di sostegno disponibili per i PVGCS ed i prezzi indicativi del sistema installato in ogni paese partner del progetto. Inoltre, sono stati riesaminati alcuni indici di redditività del progetto di investimento applicati ai PVGCS, più in particolare, il tasso di rendimento interno (*IRR o TIR*), che fornisce alcune informazioni significative per l'investitore di questi sistemi fotovoltaici PV. La stima del tasso di rendimento interno, IRR, deve essere risolta con metodi non-analitici. Per questo motivo, in questa sezione, sono proposte alcune tabelle di facile uso rivolte a stimare il valore di IRR.

Infine, in questa sezione è stata effettuata un'analisi economica del PVGCS, attraverso l'indice di redditività, IRR. Questa analisi fornisce alcuni dati per il tasso di rendimento interno, che possono in prospettiva indirizzare la decisione del futuro proprietario di un sistema PVGCS.

In un primo approccio a tre casi specifici di possibili investimenti in PVGCS (da ora in avanti: casi A, B e C), in questa analisi, per semplicità, verranno considerati solo:

- sovvenzione agli investimenti iniziali;
- prestiti agevolati per tutta la parte restante del costo iniziale - dopo la sovvenzione investimento iniziale - da rimborsare in rate annuali;
- tariffe di vendita dell'energia ("feed-in");
- tasso di incremento annuo del prezzo dell'energia elettrica fotovoltaica.

In questi casi, l'effetto dell'imposizione fiscale non è stato considerato.

Tuttavia, poiché ignorare completamente l'influenza fiscale può portare a risultati non realistici, verrà comunque effettuata una breve analisi circa l'impatto delle imposte in questi tre casi (A, B e C).

Infine, sono riportati alcuni valori di IRR per alcuni casi di PVGCS con lo stesso investimento iniziale e diversi incentivi finanziari (prestiti a tasso agevolato, contributo agli investimenti iniziali e tariffe incentivanti "feed-in").

5.1 Valori rappresentativi del costo di sistemi PVGCS in alcuni paesi

La tabella 5.1 fornisce alcuni prezzi indicativi dei sistemi installati in alcuni paesi selezionati nel 2008. Tuttavia, va tenuto presente che i prezzi dei PVGCS a terra - come quelli di cui si occupa il progetto "PVs in Bloom" - si sono drasticamente ridotti di circa il 35% nel periodo 2007-2009. Una gamma di valori più realistici per il costo delle PVPPs nei paesi partner del progetto potrebbe essere di circa 3-6 Euro/Wp.

Tabella 5.1. Prezzi indicativi per Wp dei PVGCS installati in vari paesi nel 2008. (fonte: IEA, Trends in photovoltaic applications survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008, Report IEA-PVPS T1-18:2009)

Paese	Grid-connected (EUR o USD per W)			
	<10 kW		>10 kW	
	EUR	USD	EUR	USD
AUS	5,1 – 7,3	7,5 – 10,8	3,9 – 5,6	5,8 – 8,3
AUT	4,8 – 5,8	7,1 – 8,5	4,8 – 5,5	7,1 – 8,1
CAN	3,8 – 4,4	5,6 – 6,5	3,8 – 5,1	5,6 – 7,5
CHE	6,0 – 6,4	8,8 – 9,4	5,2 – 5,4	7,6 – 7,9
DEU	3,9 – 4,5	5,7 – 6,6	3,7	5,4
DNK	4,7 – 11,4	6,9 – 16,7	6,7 – 13,3	9,8 – 19,6
ESP	7 – 7,5	10,3 – 11,0	5,7 – 6	8,4 – 8,8
FRA	7 – 8,3	10,3 – 12,2	5,1 – 6	7,5 – 8,8
GBR	4,2 – 12,6	6,2 – 18,5	5,0 – 9,9	7,3 – 14,5
ISR	4,1 – 5,1	6,0 – 7,5		
ITA	5,5 – 6,5	8,1 – 9,6	4,2 – 5,5	6,2 – 8,1
JPN	4,7	6,9	3,5	5,2
KOR	4,1 – 5,7	6,1 – 8,4	5,7	8,4
MEX	8,4	12,4	5,8	8,5
MYS	4,9	7,2	4,9	7,2
NOR	10,8 – 14,4	15,9 – 21,2		
PRT	5 – 6	7,4 – 8,8	4,2	6,2
SWE	9,9	14,5	6,9	10,2
TUR	4,5	6,6	4	5,9
USA	4,8 – 6,1	7 – 9	4,4	6,5

Nota: IVA e tasse di vendita escluse. I prezzi più alti di sistemi grid-connected sono spesso associati a lastre integrate sui tetti, tegole fotovoltaiche o, esclusive soluzioni integrate all' edificio o a progetti singoli, ed i valori sopra riportati possono essere riferiti anche solo ad un progetto singolo.

5.2 Misure di sostegno esistenti per sistemi PVPPs in ogni paese partner del progetto "PVs in Bloom"

Alcuni incentivi finanziari per i sistemi PVPPs, come la concessione di una sovvenzione per ogni kWp di capacità installato o di un pagamento per kWh prodotto e venduto, vengono accordati nei paesi sviluppati. In altre parole, questi incentivi finanziari in generale rientrano principalmente in tutti quei casi che privilegiano gli investimenti (sovvenzioni "buy-down", prestiti agevolati, incentivi fiscali, ecc.) e in quelli che privilegiano la generazione di energia (tariffe di "feed-in particolarmente favorevoli (FIT), scambio sul posto, ecc.).

Più in particolare, alcuni incentivi finanziari per il fotovolatico sono dettagliati di seguito:

- Tariffe "feed-in": un pagamento monetario definito negli anni è riconosciuto per la produzione di elettricità fotovoltaica; essa viene pagata (di solito dal programma di utilità di energia elettrica) ad una tariffa per kWh più elevata rispetto a quelle al dettaglio dell'energia elettrica pagati dal cliente.
- Sovvenzioni in conto capitale: aiuti finanziari diretti, destinati ad affrontare la barriera dei costi iniziali, sia per l'acquisto di attrezzature specifiche o per il costo totale del sistema fotovoltaico installato.
- Schemi di elettricità verde specifici per il fotovoltaico: consente ai clienti di acquistare energia verde, basata sull'elettricità PV dalla utilità elettrica, di solito ad un prezzo favorevole (premium price).
- Crediti di imposta sul reddito: permette che alcune o tutte le spese connesse con l'installazione fotovoltaica siano dedotte dai flussi del reddito imponibile.
- Attività di banca commerciale (prestiti a basso interesse): comprende attività quali condizioni preferenziali per i mutui delle case, che alloggiano sistemi fotovoltaici, e prestiti preferenziali verdi per l'installazione di impianti fotovoltaici.
- Scambio sul posto: in pratica il proprietario del sistema viene pagato con il valore al dettaglio per l'elettricità in eccesso, rispetto a quella consumata sul posto, immessa nella rete, come registrato (differenza fra produzione e consumo) da un contatore bidirezionale nel corso del periodo di fatturazione.
- Fatturazione netta: l'energia elettrica prelevata dalla rete e l'energia elettrica immessa nella rete sono monitorate in modo separato, e l'energia elettrica immessa in rete è valutata ad un prezzo prestabilito.

In generale, gli ultimi due sistemi di incentivazione finanziari non si applicano ai sistemi PVPPs, poiché tutta l'energia elettrica fotovoltaica generata viene immessa e venduta alla rete. Più concretamente, alcune misure di sostegno disponibili per i sistemi PVGCS in ciascuno dei paesi partecipanti al progetto "PVs in BLOOM" sono analizzati brevemente sotto.

Austria

L'Ökostromverordnung 2009 (Decreto Eco Elettricità) fissa le seguenti nuove tariffe per il 2009 (solo per i sistemi fotovoltaici ricompresi dalla Ökostromgesetz - Legge Eco Elettricità).

- Dimensione di sistema: <5 kW: 0,4598 mila €/ kWh
- Dimensione di sistema: 5 a 10 kW: 0,3998 mila €/ kWh
- Dimensioni del sistema: > 10 kW: 0,2998 mila €/ kWh

Per gli impianti finanziati nell'ambito del regime tariffario feed-in, il 100% della tariffa specifica è pagato per i primi 10 anni. In seguito, la tariffa viene tagliata al 75% nell'undicesimo anno e infine al 50% nel dodicesimo. Dopo questo periodo, viene pagato solo il prezzo di vendita al consumo dell'energia elettrica.

Alcuni degli Stati Federali hanno regimi di sostegno agli investimenti addizionali.

Grecia

Nel Gennaio 2009, in Grecia è stato introdotto un nuovo regime di tariffe feed-in . Le tariffe sono rimaste invariate fino ad Agosto 2010 e sono state garantite per 20 anni. Tuttavia, se un contratto di connessione alla rete è stato firmato prima di tale data e il sistema è stato ultimato entro i successivi 18 mesi, sarà applicata la FIT immutata.

Le domande già presentate per i permessi (> 3 GW) dovevano essere completate entro la fine del 2009. Il regime a valere per le nuove installazioni, successive all'Agosto 2010, non è ancora noto.

Tariffe feed-in [€/kWh]:

Inizio operazione	Rete su terra ferma		Reti autonome su isola	
	> 100 kWp	≤ 100 kWp	> 100 kWp	≤ 100 kWp
Febbraio 2009:	0.40	0.45	0.45	0.50
Aagosto 2009:	0.40	0.45	0.45	0.50
Febbraio 2010:	0.40	0.45	0.45	0.50
Agosto 2010:	0.392	0.441	0.441	0.49

Da allora in poi, la riduzione progressiva delle tariffe per i nuovi sistemi sarà del 5% ogni semestre. Un contributo del 40% sarà ancora disponibile in aggiunta alle nuove FIT per la maggior parte dei sistemi (l'investimento minimo elegibile per accedere alla concessione è di 100.000 €).

Novità dal 4 Giugno 2009: gli impianti fotovoltaici sui tetti fino a 10 kWp (per utenti residenziali e piccole imprese) ricevono 0,55 €/ kWh. La riduzione progressiva annuale del 5% è prevista per i nuovi richiedenti a partire dal 2012. Questo non vale ovviamente per i sistemi PVPPs.

Per quanto riguarda le modifiche della legislazione PV, i prezzi dell'energia elettrica prodotta da fotovoltaico si basano sui dati riportati nella Tabella 5.2

Tabella 5.2 - Tariffe feed-in (€/MWh) in Grecia secondo la data di messa in opera del sistema PVGCS.

ANNO	MESE	GRID CONNECTED (> 100 kW) > 100kW	GRID CONNECTED (<= 100 kW) <=100kW	NON COLLEGATO ALLA RETE
2010	Febbraio	400,00	450,00	450,00
2010	Agosto	392,04	441,05	441,05
2011	Febbraio	372,83	419,43	419,43
2011	Agosto	351,01	394,88	394,88
2012	Febbraio	333,81	375,53	375,53
2012	Agosto	314,27	353,56	353,56
2013	Febbraio	298,87	336,23	336,23
2013	Agosto	281,38	316,55	316,55
2014	Febbraio	268,94	302,56	302,56
2014	Agosto	260,97	293,59	293,59
2015 => prezzo medio del sistema riferito all'anno precedente		X 1,3	X 1,4	X 1,4

Italia

Le tariffe di feed-in sono garantite per 20 anni dal GSE (Gestore Servizi Elettrici – National Electrical Services Management Body). Secondo l'articolo 6, comma 2, del Decreto del 19 Febbraio 2007, le tariffe sono state ridotte del 2% dal 2009 al 2010.

Tariffe 2009:

Potenza nominale	Installazione a terra	Parzialmente integrato	Integrato in edifici
1 – 3 kWp	0.392 €/kWh	0.431 €/kWh	0.480 €/kWh
3 – 20 kWp	0.372 €/kWh	0.412 €/kWh	0.451 €/kWh
> 20 kWp	0.353 €/kWh	0.392 €/kWh	0.431 €/kWh

Tariffe 2010:

Potenza nominale	Installazione a terra	Parzialmente integrato	Integrato in edifici
1 – 3 kWp	0.384 €/kWh	0.422 €/kWh	0,470 €/kWh
3 – 20 kWp	0.365 €/kWh	0.403 €/kWh	0,442 €/kWh
> 20 kWp	0.346 €/kWh	0.384 €/kWh	0,422 €/kWh

Concentrandosi sulle installazioni a terra, obiettivo del progetto "PVs in BLOOM", per il 2010 esiste per i casi speciali un bonus del 5% (i bonus non sono cumulabili):

- nel caso di un sistema a terra dove il 70% dell'elettricità viene usato direttamente dal produttore o da società controllate dal produttore
- per gli impianti che sono di proprietà di una scuola o di una struttura sanitaria pubblica
- per gli impianti che sono di proprietà di amministrazioni locali con meno di 5.000 abitanti
- in caso di riduzioni dell'IVA dal 20% al 10%
- in caso di le tariffe incentivanti siano combinate con certi benefici pubblici e contributi (contributi in conto capitale fino al 30% del costo di investimento) e prestiti a tasso agevolato dello 0,50% del Fondo di Kyoto (articolo 1, comma 1111, Legge Finanziaria 2007). La riduzione dell'IVA non si può combinare con le detrazioni fiscali.

Per il 2011 il governo ha annunciato la possibilità di tagli alle tariffe di un altro 20% al massimo. Tale percentuale è attualmente oggetto di discussione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico italiano e dalle parti interessate del settore fotovoltaico nazionale, e sembra che stiano raggiungendo un compromesso attorno ad una soluzione che potrebbe prevedere una graduale riduzione del 6% della tariffa ogni 4 mesi, secondo il modello tedesco. Pertanto, gli impianti connessi alla rete da Aprile 2011 potrebbero avere riduzioni tariffarie comprese tra 6,5 e 8,1%, quelli da Aprile ad Agosto 2011 tra il 10% e il 12,8%, mentre quelli da Agosto a Dicembre 2011 tra il 15% e il 17,6%.

Inoltre, è sempre in discussione, per impianti fotovoltaici a terra, il bonus del 5% per gli impianti in aree marginali (la proposta di decreto menziona cave esaurite, aree di pertinenza alle discariche, ecc.).

Un altro 6 od 8% dovrebbe essere tagliato ogni anno a partire dal 2012. Gli impianti innovativi possono però beneficiare di un taglio inferiore (2% circa ogni anno).

Quella degli 'impianti innovativi' (categoria 'sistemi integrati fotovoltaici con caratteristiche innovative') è una novità che è stata recentemente introdotta ed essi potranno beneficiare di tariffe incentivanti (divise in tre intervalli di potenza) superiori alle altre categorie. Le tariffe per "impianti innovativi" potrebbero essere ridotte del 2% all'anno (invece del 6%) nel 2012 e 2013. Entro il 1° Gennaio 2011, il GSE metterà a punto una guida sulle caratteristiche che questi sistemi innovativi devono avere.

È in discussione anche un incremento della potenza totale per la quale gli incentivi possono essere erogati: è previsto che il massimale sia innalzato da 2.000 MW nel 2015 e 3.000 MW nel 2016, con altri 150 MW per gli impianti supplementari con la tecnologia di concentrazione. L'obiettivo nazionale di potenza da installare entro il 2020 è fissato in 8.000 MW.

Un altro cambiamento previsto è la suddivisione delle centrali elettriche in 5 classi: da 1 a 3 kW, da 3 a 20 kW, da 20 a 200 kW, dai 200 ai 1.000 kW e oltre i 1.000 kW.

Inoltre, accogliendo il suggerimento dei produttori, per semplificare i tipi di installazione (rimozione della categoria di impianti parzialmente integrati), il progetto di decreto ministeriale ne prevede solo due tipi: 'sistemi fotovoltaici integrati negli edifici' e 'altri impianti fotovoltaici'.

Polonia

In questo momento, non vi è alcun tariffa feed-in in Polonia. La legislazione che viene considerata la Legge energetica (Regolamento del Ministro dell'Economia Coll. U. Nr 122, poz. 1.336, del 15 dicembre 2000; http://www.ure.gov.pl/portal.php?serwis= pl&dzial =195&id=882&search=25421) obbliga il governo ad acquistare qualsiasi quantità di energia verde senza restrizioni quantitative. Per la vendita di tale energia, al produttore è concesso un 'certificato verde' venduto in borsa. Il prezzo medio del certificato verde è pari a 0,26 PLN/ kWh (0,07 €cent/kWh[1]).

Come risultato delle azioni intraprese nell'ambito del progetto 'PVs in Bloom' nella regione di Lublin, sono stati introdotti sussidi per coloro i quali vogliano investire in energie rinnovabili. L'importo delle sovvenzioni per le amministrazioni locali è di 3 milioni di PLN per ogni investimento.

[1] Tasso di cambio: 1 € = 3.88 PLN

Spagna

Gli incentivi finanziari attualmente applicati ai PVGCS (Regio Decreto 1578/2008) sono brevemente descritti qui di seguito:

Tipi di installazione:

1. Sistemi negli edifici o sui tetti degli stessi, con un massimo di 20 kW di potenza.
2. Sistemi negli edifici o sui tetti degli stessi, con più di 20 kW di potenza.
3. Sistemi su aree sotto-sviluppate

I sistemi installati a terra con più di 10 MW e i sistemi sui tetti con più di 2 MW di potenza non usufruiranno di tariffe feed-in.

Limite massimo per ogni tipo di installazione (per anno, ma verificabile trimestralmente):

1. 26.7 MW
2. 240.3 MW
3. 133 MW, con altri 100 MW di potenza installata nel 2009 e 60 MW nel 2010.

Tariffe (pagate su 25 anni):

1. 34 euro cents/kWh
2. 32 euro cents/kWh
3. 32 euro cents/kWh

Variazioni dei tassi e il limite per le tariffe:

Se almeno il 75% del limite fissato in un trimestre specifico viene saturato, la tariffa per il tipo di installazione corrispondente è abbassata al massimo del 2,5%, mentre nello stesso tempo la quantità di potenza installabile disponibile viene aumentato di un importo equivalente.

Se meno del 50% del limite viene raggiunto, la tariffa corrispondente aumenta, mentre il limite si riduce di un ugual importo (senza tener conto della potenza aggiuntiva). Se il limite si assesta tra il 50 e il 75%, le tariffe e la quantità di potenza installabile rimangono le stesse. Rettifiche per la potenza installabile saranno effettuate su base annuale e le tariffe saranno adeguate trimestralmente.

Slovacchia

La tariffa "feed-in" è fissata dal Regolatore ogni anno. La nuova tariffa "feed-in" per il 2009 è di 13,2 SKK/kWh (0,434 €/kWh[2]), garantita per 12 anni. Inoltre, PV, come tutti gli altri RES (Renewable Energy Sources), dà diritto a sussidi per l'investimento nell'ambito del quadro dei fondi strutturali UE.

[2] Tasso di cambio: 1 € = 30,396 SKK

5.3 Rassegna degli indici di redditività più significativi e comprensibili: tasso di rendimento interno (*IRR o TIR*)

5.3.1. Introduzione

Dal punto di vista strettamente economico, l'acquisto di una PVPP presuppone un dispendio di risorse di capitale in un dato momento con l'aspettativa di prestazioni sotto forma di elettricità solare da pagare/risparmiata a/da parte dell'utente durante la vita utile del sistema.

Come commentato in altre sezioni di questo documento, nei paesi sviluppati sono disponibili molti meccanismi finanziari per promuovere i sistemi PVPPs.

Tuttavia, per semplicità, in un primo approccio per tre casi specifici (da ora in avanti: casi A, B e C) di possibili investimenti in sistemi PVPPs, sono stati considerati lasciando da parte l'effetto della tassazione, solo:

- sovvenzione agli investimenti iniziali;
- prestiti agevolati per tutta la parte restante del costo iniziale - dopo la sovvenzione investimento iniziale - da rimborsare in rate annuali;
- tariffe di vendita dell'energia ("feed-in");
- tasso di incremento annuo del prezzo dell'energia elettrica fotovoltaica.

Tuttavia, poiché ignorare completamente l'influenza fiscale può portare a risultati non realistici, questo studio terminerà con una breve analisi sull'impatto delle imposte in questi tre casi.

5.3.2. Rassegna di quattro indici di redditività

Il tempo di ritorno semplice di un progetto di investimento (SPBT, Simple Payback Time) è il numero di anni necessari affinché i flussi in ingresso eguaglino i flussi in uscita del progetto. Nonostante sia facilmente comprensibile, questo indice di redditività non tiene conto del momento della vita del progetto in cui questi flussi in entrata ed in uscita hanno luogo, quindi rappresenta un indice piuttosto irrealistico (ad esempio: un reddito di 3.000 Euro nel 2009, ha più valore dello stesso reddito percepito nel 2019).

In questo senso, si è preferito utilizzare il tempo di recupero attualizzato (DPBT, Discounted Payback Time), calcolato come il numero di anni richiesto perché il valore attuale dei flussi in ingresso eguagli il valore attuale dei flussi in uscita (il valore attuale implica l'uso di un tasso annuo di sconto, tenendo conto del tasso annuo di inflazione). Ovviamente, redditività significa che il tempo di payback scontato non deve superare la durata di vita del sistema. Anche se è facilmente comprensibile e semplice, questo parametro non considera i flussi di cassa prodotti dopo il DPBT, quindi, può nascondere opportunità finanziarie concrete per coloro che decidono di investire in un sistema fotovoltaico[1].

---

[1] Perez R, Burtis L, Hoff T, Swanson S, Herig C. Quantifying residential PV economics in the USpayback vs cash flow determination of fair energy value. Solar Energy 2004;77:363-366.

Il valore attuale netto (NVP, Net Present Value in €) di un progetto di investimento è la somma dei valori attuali di tutti i flussi finanziari in entrata (PW [CIF (N)], espressi in €, dove N è la vita utile, in anni, dell'impianto fotovoltaico) e dei flussi finanziari in uscita relativi agli investimenti[2]. Pertanto, il parametro NPV è pari al valore attuale dei flussi finanziari in entrata dal sistema, meno il costo del ciclo di vita dal punto di vista dell'utente (LCC_{USP}).

Perciò:

$$NPV = PW[CIF(N)] - LCC_{USP} \qquad (5.1)$$

Ovviamente, un sistema PVGCS dovrebbe essere valutato favorevolmente se NPV > 0. Tuttavia, questo parametro non è efficace per scegliere tra due progetti con lo stesso NPV, ma con costi iniziali e durata diversi.

Il tasso interno di rendimento di un progetto di investimento (IRR o TIR) è uguale al tasso reale di interesse al quale il progetto di investimento iniziale dovrebbe essere erogato, durante la sua vita utile, per raggiungere la stessa redditività[2]. Inoltre, il tasso di rendimento interno (*IRR*) di un progetto di investimento è il valore del tasso d'interesse con $NPV = 0$. Vale a dire:

$$NPV = PW[CIF(N)] - LCC_{USP} = 0 \qquad (5.2)$$

Da un punto di vista economico, il sistema fotovoltaico dovrebbe essere accettato se il tasso *IRR* supera una soglia di redditività fissata dal futuro proprietario. In questo senso, questo parametro è molto importante per l'investitore in quanto fornisce una stima significativa del ritorno dell'investimento. Il tasso effettivo di rendimento interno (IRRa) è derivato da *IRR* utilizzando $IRRa = (IRR-g)/(1+g)$, dove g è il tasso di inflazione annuale.

Il valore del tasso di rendimento interno (*IRR*) per un dato sistema fotovoltaico, può essere calcolato attraverso parametri LCC_{USP} e PW[CIF*(N)*]. Quando il costo del ciclo di vita del sistema dal punto di vista dell'utente e il valore attuale dei flussi finanziari in entrata dal sistema sono uguali, per lo stesso valore di d, la soluzione si trova (IRR = d).

5.4. Tabelle di facile utilizzo per stimare il tasso di rendimento interno, IRR

Purtroppo, l'equazione (5.2) deve essere risolta con metodi non-analitici. Per questo motivo, in questa sotto-sezione sono proposte alcune tabelle di facile consultazione rivolte a stimare il valore di IRR (vedi allegato a questa sezione). Infatti, il tasso di rendimento interno (IRR) è pari al valore del tasso di sconto d che verifica l'equazione (5.2). Valori di IRR > 0 rappresenteranno soluzioni compatibili da un punto di vista economico, a patto che siano superati ostacoli di profittabilità posti dall'investitore.

Le tabelle sono utilizzate seguendo i passi dettagliati di seguito:

1. Scegliere le tabelle per il calcolo di LCC_{USP} secondo il tipo di prestito – se del caso, questo è determinato dall'interesse del prestito (i_l) e dalla durata del prestito (N_l) – allo scopo di finanziare parzialmente l'investimento iniziale. Per i valori specifici dell'investimento iniziale (PV_{IN}) e l'esborso iniziale o sussidio (PV_{IS}), trovare un gruppo di valori LCC_{USP} per valori diversi di tasso di sconto d. Scegliere un valore di d cosicché da questo valore di d, segua un valore di LCC_{USP}
2. Scegliere le tabelle per il calcolo di PW[CIF(*N*)], secondo il tasso di incremento annuo del prezzo dell'energia (ε_{pu}). Per valori specifici di EPV e p_u, trovare un gruppo di valori

PW[CIF(N)] per valori diversi di tasso di sconto d. Scegliere anche lo stesso valore di d che è stato scelto al punto 1. Selezionare il valore corrispondente di PW[CIF(N)].

3. Sottrarre PW[CIF(N)] meno LCC_{USP}
4. Possono verificarsi tre casi secondo il risultato del passaggio 3:
   4.1. Se il risultato del passaggio 3 è uguale a zero, allora il tasso di rendimento interno è uguale al tasso di sconto, $IRR = d$.
   4.2. Se il risultato del passaggio 3 è negativo, il tasso di sconto d che si è ottenuto ha un valore inferiore rispetto a quanto scelto al passaggio 1. Tornare quindi al punto 1 e scegliere il valore inferiore più vicino di d nella relativa colonna. Continuare a iterare fino a quando la differenza ottenuta al punto 3 diventa positiva.

Quindi la soluzione è così definita: il valore di *IRR* si trova tra i valori di d delle due ultime iterazioni. La differenza ottenuta al punto 3 potrebbe non diventare positiva al valore più basso di d = 0,01 considerato nelle tabelle. Questo significherebbe che il progetto del *PVGCS* dovrebbe essere respinto, poiché $IRR < 0$.

4.3. Se il risultato del passaggio 3 è positivo, il tasso di sconto d cercato ha un valore superiore a quello scelto nel passaggio 1. Perciò, tornare al punto 1 e scegliere il valore più vicino più alto di d nella relativa colonna. Continuare con le iterazioni fino a quando la differenza ottenuta nel passaggio 3 diventa negativa.

La soluzione è così definita: il valore di *IRR* si trova tra i valori di d delle due ultime iterazioni. La differenza ottenuta nel passaggio 3 potrebbe non diventare negativa al valore più alto di d considerato nelle tabelle. In questo caso, le tabelle forniscono solo il limite più basso per *IRR*, uguale all'ultimo valore provato per d.

5.4.1 Alcuni esempi

Fornire una guida per calcolare il tasso *IRR* si colloca al di fuori degli ambiti di questo documento, ma tale metodo si trova facilmente in letteratura[2,3]. Nonostante ciò, fornire alcune cifre per questo indice di profittabilità nei tre casi specifici può indirizzare nella decisione il futuro proprietario del PVPP. In questo senso, alcuni fattori sono coinvolti nel calcolo dell'*IRR* e - come si può facilmente prevedere - sono principalmente relativi ai costi, gli incentivi, i rendimenti di energia elettrica ed il tasso di incremento annuo del prezzo dell'energia fotovoltaica. Infine, nella tabella 5.3 sono riportati i valori di *IRR* per alcuni casi di sistemi PVGCS con lo stesso investimento iniziale e diversi incentivi finanziari (prestiti a tasso agevolato, contributo agli investimenti iniziali e tariffe di "feed-in"). I valori che configurano ognuno dei tre casi citati in precedenza, che si riferiscono ai costi, agli incentivi e alle rese energetiche, comunemente vengono normalizzati per-kWp. Alcuni valori che caratterizzano ciascuno di essi sono riportati di seguito, insieme con i valori corrispondenti per il tasso *IRR*:

Caso A:

- La produzione annuale normalizzata di elettricità PV ($[E_{PV}]_{kWp}$) è data uguale a 1.400 kWh kWp^{-1} $anno^{-1}$.
- L'investimento iniziale normalizzato in PVGCS ($[PV_{IN}]_{kWp}$) è assunto uguale a 6.000 € kWp^{-1} .
- Il prezzo corrispondente per kWh per l'elettricità generata da PV e venduta alla rete (p_u), è fissata per legge nei diversi paesi. Si presume uguale a 0,30 € kWh^{-1}

---

[2] Talavera DL, Nofuentes G, Aguilera J, Fuentes M. Tables for the estimation of the internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems. Renewable & Sustainable Energy Reviews 2007; 11:447- 466.

[3] Nofuentes G, Aguilera J. and Muñoz FJ. Tools for the Profitability Analysis of Grid-Connected Photovoltaics. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2002;10:555-570.

- Il tasso annuale di aumento del prezzo dell'elettricità PV (ε_{pu}) si assume pari al 2%.
- Il sussidio normalizzato all'investimento iniziale ($[PV_{IS}]_{kWp}$) si presume uguale al 17% di $[PV_{IN}]_{kWp}$ perciò $[PV_{IS}]_{kWp}$ si presume uguale a 1.000 €·kWp^{-1}. Vale la pena dire che alcuni paesi forniscono sussidi in capitale dal 10 al 50 % [4,5].
- Di conseguenza, la somma rimanente $[PV_{IN}]_{kWp}-[PV_{IS}]_{kWp}$ deve essere pagata dal proprietario. Si presume che tale importo venga preso in prestito ad un tasso di interesse annuo i_l= 5%, mentre il termine del prestito N_l si presume uguale a 10 anni.

Uso delle tabelle riportate in allegato con riferimento a questo esempio:

1. Dalla tabella 2, sono considerate la colonna 4 (6.000 € kWp^{-1}) e le righe dove $[PV_{IS}]_{kWp}$ = 1.000 €·kWp^{-1}. Scegliamo un valore di d = 0,09, cosicché $[LCC_{USP}]_{kWp}$ = 4.745 €·kWp^{-1}.
2. Dalla tabella 5, sono considerate la colonna 5 e le righe dove p_u = 0,3 €·kWh^{-1}. Dalla riga corrispondente, allo stesso valore di d = 0,09, consegue che $PW[CIF(N)]]_{kWp}$= 4.956 €·kWp^{-1}.
3. Sottraiamo PW[CIF(N)]- LCC_{USP} =211 €·kWp^{-1}
4. Poiché PW[CIF(N)]- LCC_{USP}> 0, il tasso IRR ha un valore più alto. Perciò, torniamo al punto 1 e tentiamo con d = 0,11.
5. Dalla tabella 2, prendiamo di nuovo la colonna 4 e le righe dove $[PV_{IS}]_{kWp}$ = 1.000 €·kWp-1. Scegliamo un valore di d = 0,11, cosicché $[LCC_{USP}]$kWp = 4.319 €·kWp^{-1}.
6. Della tabella 5, sono considerate di nuovo la colonna 5 e le righe dove p_u = 0,3 €·kWh^{-1}. Dalla riga corrispondente allo stesso valore di d = 0,11, consegue che $PW[CIF(N)]]_{kWp}$= 4.185 €·kWp^{-1}.
7. Sottraiamo PW[CIF(N)]-LCC_{USP}= -134 €·kWp^{-1}.
8. Poiché la differenza ottenuta al passaggio 7 diventa negativa, la soluzione è definita come: il valore di *IRR* sta tra il 9- e l'11%.

IRR nel caso A è una percentuale molto accattivante compresa tra 9 - 11%. Scegliamo un valore di *IRR* = 9% (caso più sfavorevole).

Caso B:

- $[E_{PV}]_{kWp}$ si presume uguale a 1.200 kWh kWp^{-1} anno^{-1}.
- $[PV_{IN}]_{kWp}$ si presume uguale a 5.000 € kWp^{-1}.
- Il prezzo corrispondente per kWh per elettricità generata da PV pagata/ risparmiata al/dal proprietario (p_u) si presume uguale a 0,20 € kWh^{-1}.
- ε_{pu} si presume uguale a 2% .
- $[PV_{IS}]_{kWp}$ si presume uguale a 1.500 € kWp^{-1}.
- Di conseguenza, la somma $[PV_{IN}]_{kWp}-[PV_{IS}]_{kWp}$ rimanente deve essere pagata dal proprietario. Si presume che tale importo sia preso in prestito ad un tasso di interesse annuo i_l= 5%, mentre il termine del prestito N_l si presume uguale a 20 anni.

Le Tabelle 3 e 5 fornite in allegato devono essere usate per il calcolo di LCC_{USP} e *PW[CIF(N)]*. Se viene seguita la procedura descritta per il caso *A, IRR* nel caso B equivale ad un buon 5 - 7%. Scegliamo un valore di IRR = 5% (caso più sfavorevole).

---

[4] Martinot E. Renewable: Global status report. REN21 Renewable Energy Policy Network by The Worldwatch Institute, 2005. Available at:http://www.martinot.info/RE2005_Global_Status_Report.pdf(accessed November 2006).

[5] Martinot E. Renewable: Global status report, Update. REN21 Renewable Energy Policy Network, 2006. Available at:http://www.ren21.net/globalstatusreport/download/RE_GSR_2006_Update.pdf (accessed September 2007).

Caso C:

- $[E_{PV}]_{\mathrm{kWp}}$ è considerato uguale a 1.000 kWh kWp^{-1} anno^{-1}.
- $[PV_{IN}]_{\mathrm{kWp}}$ è presunto uguale a 4000 € kWp^{-1} .
- Il prezzo corrispondente per kWh per elettricità generata da PV pagata/ risparmiata al/dal proprietario (p_u) si presume uguale a 0,20 € kWh^{-1}.
- ε_{pu} si presume uguale all'1%.
- $[PV_{IS}]_{\mathrm{kWp}}$ è assunto uguale al 25% di $[PV_{IN}]_{\mathrm{kWp}}$, perciò $[PV_{IS}]_{\mathrm{kWp}}$ si presume uguale a 1.000 € kWp^{-1} [7,9].
- Di conseguenza, la somma rimanente $[PV_{IN}]_{\mathrm{kWp}}-[PV_{IS}]_{\mathrm{kWp}}$ deve essere pagata dal proprietario. Si presume che tale importo sia preso in prestito ad un tasso di interesse annuo i_l= 5% con termine N_l= 20 anni.

Le tabelle 3 e 4 fornite in allegato devono essere usate per il calcolo di LCC_{USP} e *PW[CIF(N)]*. *IRR* nel caso C equivale ad una percentuale abbastanza buona compresa tra 3 - 5%. Scegliamo un valore di *IRR* = 3% (caso più sfavorevole).

L'analisi di alcuni altri casi d'esempio può aiutare a raggiungere una migliore comprensione. La tabella 5.3 mostra valori di *IRR* per sistemi PV Grid-Connected con lo stesso investimento iniziale e misure di sostegno diverse.

Tabella 5.3. IRR per PVGCS con lo stesso investimento iniziale ed incentivi finanziari diversi.

$[E_{PV}]_{\mathrm{kWp}}$ (kWh kWp^{-1} year^{-1})	$[PV_{IN}]_{\mathrm{kWp}}$ (€ kWp^{-1})	p_u (€ kWh^{-1})	ε_{pu} (%)	$[PV_{IS}]_{\mathrm{kWp}}$ (€ kWp^{-1})	Prestiti agevolati N_l (anni)	*IRR* (%)
1.200	4.000	0,2	2	1.000	Non disponibile	5-7
					N_l=10 i_l=5	7-9
				Non disponibile	N_l=10 i_l=5	3-5
		0,3		Non disponibile	Non disponibile	5-7
1.400		0,2		Non disponibile	Non disponibile	5-7

5.5 Breve rassegna degli effetti fiscali

Come commentato in precedenza, i casi sopra descritti non hanno considerato l'effetto delle imposte. Tuttavia, alcune questioni fondamentali relative a tale influenza saranno presto affrontate per contribuire a realizzare un approccio che non cerchi di nascondere l'effetto della tassazione. In ogni caso, va tenuto presente che le assunzioni generali che seguono sono ragionevoli, ma che la tassazione varia considerevolmente da paese a paese. Le esenzioni fiscali sono state tralasciate, a causa delle grandi differenze da paese a paese riguardo a questo tema.

In generale, la maggior parte delle leggi fiscali vigenti considera che ogni proprietario di un sistema PVPP debba pagare un importo annuo, in gran parte attribuibile agli utili dell'anno precedente. Tale importo dipende dal coefficiente di tassazione definito, dalle entrate derivanti dall'investimento, dalla gestione annuale e dai costi di mantenimento, il metodo di rimborso del debito, l'ammortamento delle attività, ecc.

La diversità dei sistemi di tassazione vigenti nei vari paesi rende più complesso comprendere le problematiche afferenti la nostra analisi. In ogni caso, sono stati considerati valori fiscali diversi – coefficienti che vanno dallo 0% al 40%. In questa sotto-sezione l'analisi del tasso *IRR* è stata effettuata tenendo conto di un coefficiente d'imposta, per i tre casi considerati. Al fine di stimare le tasse, tale coefficiente è stato applicato al flusso di cassa derivante dalle PVPP, una volta che sono stati detratti l'ammortamento delle attività, il pagamento degli interessi del prestito, ed i costi di mantenimento e finanziamento del sistema PVGCS.

L'ammortamento dell'asset (capitale) è stato considerato lineare su tutto il ciclo di vita del sistema PVPP (25 anni) ed è stato escluso dalla tassazione. I risultati delle analisi nei casi di base per gli scenari A, B e C sono riportati in figura 5.4. In questa figura, il tasso di rendimento interno è raffigurato confrontato al coefficiente percentuale della tassa. L'*IRR* vede una diminuzione morbida e quasi lineare all'aumentare del coefficiente di tassazione. Più specificatamente, quando il secondo aumenta al 40%, il primo diminuisce solo del 2,7% per il caso A, 1,4% per il caso B e 0,8% per il caso C.
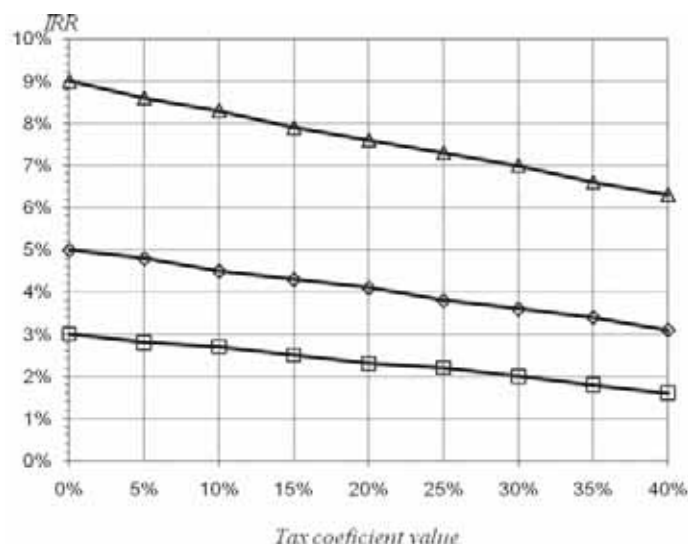
Figura 5.4 - Tasso *IRR* (%) come funzione dei valori dei coefficienti di tassazione percentuali per i casi A (linea più in alto), B (linea intermedia) e C (linea più in basso).

BREVE SINTESI DELLA SEZIONE 5

- Un trend in continuo calo dei costi PV insieme ad una vasta gamma di misure di sostegno rivolte ai sistemi fotovoltaici grid-connected (PVGCS) li hanno trasformati in un investimento redditizio quando alcune condizioni economiche sono soddisfatte.
- I prezzi dei PVGCS a terra – quali quelli del progetto "PVs in Bloom" – si sono ridotti di circa il 35% negli anni 2007-2009. Una gamma di costo realistica per i PVPPs nei paesi partner del progetto può essere definita compresa tra 3 - 6 Euro/Wp.
- In Europa, negli ultimi anni sono state definite e messe in atto diverse forme di finanziamento per i PVGCS. Le più popolari in Europa sono le tariffe feed-in, le sovvenzioni di capitale ed i prestiti agevolati.
- Il tasso di rendimento interno (*IRR*) fornisce alcune informazioni significative per l'investitore di questi sistemi PV.
- Questa sezione presenta alcune tabelle di facile uso per stimare l'*IRR* evitando calcoli complessi.
- L'analisi fornisce alcuni dati per l'*IRR* che possono supportare la decisione di un futuro proprietario di un sistema PVGCS connesso a terra. Nella tabella sottostante sono riportati alcuni valori, per differenti scenari:

<table>
<tr><th>$[E_{PV}]_{kWp}$
(kWh kWp^{-1} year^{-1})</th><th>$[PV_{IN}]_{kWp}$
(€ kWp^{-1})</th><th>p_u
(€ kWh^{-1})</th><th>ε_{pu}
(%)</th><th>$[PV_{IS}]_{kWp}$
(€ kWp^{-1})</th><th>Prestiti agevolati
N_l (anni)</th><th>IRR
(%)</th></tr>
<tr><td>1000</td><td rowspan="5">4000</td><td rowspan="4">0.2</td><td>1</td><td>1000</td><td>N_l=20 i_l=5</td><td>3-5</td></tr>
<tr><td rowspan="5">1200</td><td rowspan="7">2</td><td rowspan="2">1000</td><td>Non disponibile</td><td>5-7</td></tr>
<tr><td>N_l=10 i_l=5</td><td>7-9</td></tr>
<tr><td>Non disponibile</td><td>N_l=10 i_l=5</td><td>3-5</td></tr>
<tr><td>0.3</td><td>Non disponibile</td><td>Non disponibile</td><td>5-7</td></tr>
<tr><td>5000</td><td>0.2</td><td>1500</td><td>N_l=20 i_l=5</td><td>5-7</td></tr>
<tr><td>1400</td><td></td><td>0.2</td><td>Non disponibile</td><td>Non disponibile</td><td>5-7</td></tr>
<tr><td>1400</td><td>6000</td><td>0.3</td><td>1000</td><td>N_l=10 i_l=5</td><td>9-11</td></tr>
</table>

- L’analisi sulla tassazione mostra che l’*IRR* vede una diminuzione morbida e quasi lineare man mano che il coefficiente di tassazione aumenta da 0 al 40%.

Tabella 1. Costo del ciclo di vita del sistema per kWp dal punto di vista dell'utente [LCCUSP] kWp, in funzione dell'investimento iniziale per kWp nei PVGCS ([PVIN]kWp), tasso di sconto nominale d e sussidio all'investimento iniziale per kWp ([PVIS]kWp). Senza prestiti disponibili.

$[PV_{IS}]_{\text{kWp}}$ (€/kWp)	$[PV_{IN}]_{\text{kWp}}$ (€/kWp)						
	d	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0	0,01	3661	4881	6101	7321	8542	9762
	0,03	3522	4697	5871	7045	8219	9393
	0,05	3423	4564	5705	6846	7987	9128
	0,07	3350	4466	5583	6699	7816	8932
	0,09	3295	4393	5491	6589	7688	8786
	0,11	3253	4337	5421	6505	7590	8674
	0,13	3220	4293	5366	6440	7513	8586
	0,15	3194	4259	5323	6388	7452	8517
	0,17	3173	4231	5288	6346	7404	8461
	0,19	3156	4208	5260	6312	7364	8416
	0,21	3142	4189	5236	6283	7330	8378
	0,23	3130	4173	5216	6259	7303	8346
	0,25	3120	4159	5199	6239	7279	8319
	0,27	3111	4148	5185	6222	7259	8296
1000	0,01	1440	2661	3881	5101	6321	7542
	0,03	2522	3697	4871	6045	7219	8393
	0,05	2423	3564	4705	5846	6987	8128
	0,07	2350	3466	4583	5699	6816	7932
	0,09	2295	3393	4491	5589	6688	7786
	0,11	2253	3337	4421	5505	6590	8517
	0,13	2220	3293	4366	5440	6513	7586
	0,15	2194	3259	4323	5388	6452	7517
	0,17	2173	3231	4288	5346	6404	7461
	0,19	2156	3208	4260	5312	6364	7416
	0,21	2142	3189	4236	5283	6330	7378
	0,23	2130	3173	4216	5259	6303	7346
	0,25	2120	3159	4199	5239	6279	7319
	0,27	2111	3148	4185	5222	6259	7296
1500	0,01	2161	3381	4601	5821	7042	8262
	0,03	2022	3197	4371	5545	6719	7893
	0,05	1923	3064	4205	5346	6487	7628
	0,07	1850	2966	4083	5199	6316	7432
	0,09	1795	2893	3991	5089	6188	7286
	0,11	1753	2837	3921	5005	6090	7174
	0,13	1720	2793	3866	4940	6013	7086
	0,15	1694	2759	3823	4888	5952	7017
	0,17	1673	2731	3788	4846	5904	6961

(Continua alla pagina successiva)

$[PV_{IS}]_{kWp}$ (€/kWp)	$[PV_{IN}]_{kWp}$ (€/kWp)						
	d	3000	4000	5000	6000	7000	8000
	0,19	1656	2708	3760	4812	5864	6916
	0,21	1642	2689	3736	4783	5830	6878
	0,23	1630	2673	3716	4759	5803	6846
	0,25	1620	2659	3699	4739	5779	6819
	0,27	1611	2648	3685	4722	5759	6796
2000	0,01	1661	2881	4101	5321	6542	7762
	0,03	1522	2697	3871	5045	6219	7393
	0,05	1423	2564	3705	4846	5987	7128
	0,07	1350	2466	3583	4699	5816	6932
	0,09	1295	2393	3491	4589	5688	6786
	0,11	1253	2337	3421	4505	5590	6674
	0,13	1220	2293	3366	4440	5513	6586
	0,15	1194	2259	3323	4388	5452	6517
	0,17	1173	2231	3288	4346	5404	6461
	0,19	1156	2208	3260	4312	5364	6416
	0,21	1142	2189	3236	4283	5330	6378
	0,23	1130	2173	3216	4259	5303	6346
	0,25	1120	2159	3199	4239	5279	6319
	0,27	1111	2148	3185	4222	5259	10034
2500	0,01	1161	2381	3601	4821	6042	7262
	0,03	1022	2197	3371	4545	5719	6893
	0,05	923	2064	3205	4346	5487	6628
	0,07	850	1966	3083	4199	5316	6432
	0,09	795	1893	2991	4089	5188	6286
	0,11	753	1837	2921	4005	5090	6174
	0,13	720	1793	2866	3940	5013	6086
	0,15	694	1759	2823	3888	4952	6017
	0,17	673	1731	2788	3846	4904	5961
	0,19	656	1708	2760	3812	4864	5916
	0,21	642	1689	2736	3783	4830	5878
	0,23	630	1673	2716	3759	4803	5846
	0,25	620	1659	2699	3739	4779	5819
	0,27	611	1648	2685	3722	4759	5796
3000	0,01	661	1881	3101	4321	5542	6762
	0,03	522	1697	2871	4045	5219	6393
	0,05	423	1564	2705	3846	4987	6128
	0,07	350	1466	2583	3699	4816	5932
	0,09	295	1393	2491	3589	4688	5786
	0,11	253	1337	2421	3505	4590	5674
	0,13	220	1293	2366	3440	4513	5586
	0,15	194	1259	2323	3388	4452	5517
	0,17	173	1231	2288	3346	4404	5461
	0,19	156	1208	2260	3312	4364	5416

(Continua alla pagina successiva)

$[PV_{IS}]_{kWp}$ (€/kWp)	$[PV_{IN}]_{kWp}$ (€/kWp)						
	d	3000	4000	5000	6000	7000	8000
	0,21	142	1189	2236	3283	4330	5378
	0,23	130	1173	2216	3259	4303	5346
	0,25	120	1159	2199	3239	4279	5319
	0,27	111	1148	2185	3222	4259	5296
3500	0,01		1381	2601	3821	5042	6262
	0,03		1197	2371	3545	4719	5893
	0,05		1064	2205	3346	4487	5628
	0,07		966	2083	3199	4316	5432
	0,09		893	1991	3089	4188	5286
	0,11		837	1921	3005	4090	5174
	0,13		793	1866	2940	4013	5086
	0,15		759	1823	2888	3952	5017
	0,17		731	1788	2846	3904	4961
	0,19		708	1760	2812	3864	4916
	0,21		689	1736	2783	3830	4878
	0,23		673	1716	2759	3803	4846
	0,25		659	1699	2739	3779	4819
	0,27		648	1685	2722	3759	4796
4000	0,01		881	2101	3321	4542	5762
	0,03		697	1871	3045	4219	5393
	0,05		564	1705	2846	3987	5128
	0,07		466	1583	2699	3816	4932
	0,09		393	1491	2589	3688	4786
	0,11		337	1421	2505	3590	4674
	0,13		293	1366	2440	3513	4586
	0,15		259	1323	2388	3452	4517
	0,17		231	1288	2346	3404	4461
	0,19		208	1260	2312	3364	4416
	0,21		189	1236	2283	3330	4378
	0,23		173	1216	2259	3303	4346
	0,25		159	1199	2239	3279	4319
	0,27		148	1185	2222	3259	4296
4500	0,01			1601	2821	4042	5262
	0,03			1371	2545	3719	4893
	0,05			1205	2346	3487	4628
	0,07			1083	2199	3316	4432
	0,09			991	2089	3188	4286
	0,11			921	2005	3090	4174
	0,13			866	1940	3013	4086
	0,15			823	1888	2952	4017
	0,17			788	1846	2904	3961
	0,19			760	1812	2864	3916
	0,21			736	1783	2830	3878
	0,23			716	1759	2803	3846
	0,25			699	1739	2779	3819
	0,27			685	1722	2759	3796

Tabella 2. Costo del ciclo di vita del sistema per kWp dal punto di vista dell'utente $[LCC_{USP}]_{\text{kWp}}$, in funzione di investimento iniziale per kWp nei PVGCS ($[PV_{IN}]_{\text{kWp}}$), tasso di sconto nominale d e sussidio all'investimento iniziale per kWp ($[PV_{IS}]_{\text{kWp}}$). Durata del prestito N_l = 10 anni, i_l = 5%.

$[PV_{IS}]_{\text{kWp}}$ (€/kWp)	$[PV_{IN}]_{\text{kWp}}$ (€/kWp)						
	d	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0	0.01	4340	5787	7234	8681	10128	11574
	0.03	3836	5115	6394	7673	8952	10231
	0.05	3423	4564	5705	6846	7987	9128
	0.07	3078	4104	5131	6157	7183	8209
	0.09	2788	3717	4647	5576	6505	7435
	0.11	2541	3388	4234	5081	5928	6775
	0.13	2328	3104	3880	4656	5432	6208
	0.15	2144	2858	3573	4288	5002	5717
	0.17	1983	2644	3305	3966	4627	5288
	0.19	1842	2455	3069	3683	4297	4911
	0.21	1717	2289	2861	3433	4006	4578
	0.23	1606	2141	2676	3212	3747	4282
	0.25	1507	2009	2511	3013	3516	4018
	0.27	1418	1891	2363	2836	3309	3781
1000	0.01	3114	4561	6007	7454	8901	10348
	0.03	2732	4011	5289	6568	7847	9126
	0.05	2423	3564	4705	5846	6987	8128
	0.07	2169	3195	4221	5247	6273	7299
	0.09	1957	2886	3816	4745	5674	6604
	0.11	1778	2625	3472	4319	5166	5717
	0.13	1625	2401	3177	3953	4729	5505
	0.15	1494	2208	2923	3638	4352	5067
	0.17	1380	2041	2702	3363	4023	4684
	0.19	1280	1894	2507	3121	3735	4349
	0.21	1192	1764	2336	2908	3481	4053
	0.23	1114	1649	2184	2720	3255	3790
	0.25	1044	1547	2049	2551	3053	3556
	0.27	982	1455	1928	2400	2873	3345
1500	0.01	2501	3947	5394	6841	8288	9735
	0.03	2179	3458	4737	6016	7295	8574
	0.05	1923	3064	4205	5346	6487	7628
	0.07	1714	2740	3766	4792	5818	6845
	0.09	1541	2471	3400	4329	5259	6188
	0.11	1397	2244	3090	3937	4784	5631
	0.13	1274	2050	2826	3602	4378	5154

(Continua alla pagina successiva)

$[PV_{IS}]_{kWp}$ (€/kWp)	$[PV_{IS}]_{kWp}$ (€/kWp)					
	d	3000	4000	5000	6000	7000	8000
	0.15	1169	1883	2598	3313	4027	4742
	0.17	1078	1739	2400	3061	3722	4383
	0.19	999	1613	2226	2840	3454	4068
	0.21	929	1501	2074	2646	3218	3790
	0.23	868	1403	1938	2473	3009	3544
	0.25	813	1315	1818	2320	2822	3324
	0.27	764	1237	1710	2182	2655	3128
2000	0.01	1887	3334	4781	6228	7675	9121
	0.03	1627	2906	4185	5464	6742	8021
	0.05	1423	2564	3705	4846	5987	7128
	0.07	1259	2285	3311	4338	5364	6390
	0.09	1126	2055	2984	3914	4843	5773
	0.11	1015	1862	2709	3556	4403	5250
	0.13	923	1699	2475	3251	4027	4803
	0.15	844	1558	2273	2988	3702	4417
	0.17	776	1437	2098	2759	3420	4081
	0.19	718	1332	1945	2559	3173	3787
	0.21	667	1239	1811	2383	2956	3528
	0.23	622	1157	1692	2227	2763	3298
	0.25	582	1084	1586	2089	2591	3093
	0.27	547	1019	1492	1964	2437	6884
2500	0.01	1274	2721	4168	5614	7061	8508
	0.03	1075	2354	3632	4911	6190	7469
	0.05	923	2064	3205	4346	5487	6628
	0.07	804	1831	2857	3883	4909	5935
	0.09	710	1640	2569	3498	4428	5357
	0.11	634	1481	2328	3175	4022	4868
	0.13	571	1347	2123	2899	3675	4451
	0.15	519	1233	1948	2663	3377	4092
2500	0.17	475	1136	1797	2458	3119	3780
	0.19	437	1051	1665	2278	2892	3506
	0.21	404	976	1549	2121	2693	3265
	0.23	376	911	1446	1981	2517	3052
	0.25	351	853	1355	1857	2360	2862
	0.27	329	801	1274	1747	2219	2692
3000	0.01	661	2108	3554	5001	6448	7895
	0.03	522	1801	3080	4359	5638	6917
	0.05	423	1564	2705	3846	4987	6128
	0.07	350	1376	2402	3428	4454	5480
	0.09	295	1224	2153	3083	4012	4941
	0.11	253	1100	1946	2793	3640	4487
	0.13	220	996	1772	2548	3324	4100
	0.15	194	909	1623	2338	3052	3767
	0.17	173	834	1495	2156	2817	3478
	0.19	156	770	1384	1997	2611	3225

(Continua alla pagina successiva)

$[PV_{IS}]_{kWp}$ (€/kWp)	$[PV_{IS}]_{kWp}$ (€/kWp)						
	d	3000	4000	5000	6000	7000	8000
	0.21	142	714	1286	1858	2431	3003
	0.23	130	665	1200	1735	2271	2806
	0.25	120	622	1124	1626	2129	2631
	0.27	111	583	1056	1529	2001	2474
3500	0.01		1494	2941	4388	5835	7281
	0.03		1249	2528	3807	5085	6364
	0.05		1064	2205	3346	4487	5628
	0.07		921	1947	2973	3999	5025
	0.09		808	1738	2667	3596	4526
	0.11		718	1565	2412	3259	4106
	0.13		645	1421	2197	2973	3749
	0.15		584	1298	2013	2727	3442
	0.17		532	1193	1854	2515	3176
	0.19		489	1103	1716	2330	2944
	0.21		451	1024	1596	2168	2740
	0.23		419	954	1489	2025	2560
	0.25		391	893	1395	1897	2400
	0.27		366	838	1311	1784	2256
4000	0.01		881	2328	3775	5221	6668
	0.03		697	1975	3254	4533	5812
	0.05		564	1705	2846	3987	5128
	0.07		466	1492	2518	3545	4571
	0.09		393	1322	2252	3181	4110
	0.11		337	1184	2031	2878	3724
	0.13		293	1069	1845	2621	3397
	0.15		259	973	1688	2402	3117
	0.17		231	892	1553	2214	2875
	0.19		208	822	1436	2049	2663
	0.21		189	761	1333	1906	2478
	0.23		173	708	1243	1779	2314
	0.25		159	662	1164	1666	2168
	0.27		148	620	1093	1566	2038
4500	0.01			1714	3161	4608	6055
	0.03			1423	2702	3981	5260
	0.05			1205	2346	3487	4628
	0.07			1037	2064	3090	4116
	0.09			907	1836	2765	3695
	0.11			802	1649	2496	3343
	0.13			718	1494	2270	3046
	0.15			648	1363	2077	2792
	0.17			590	1251	1912	2573
	0.19			541	1155	1768	2382
	0.21			499	1071	1643	2215
	0.23			462	997	1533	2068
	0.25			430	933	1435	1937
	0.27			403	875	1348	1821

Tabella 3. Costo del ciclo di vita del sistema per kWp dal punto di vista dell'utente [LCCUSP] kWp, in funzione di investimento iniziale per kWp nei PVGCS ($[PV_{IN}]_{\mathrm{kWp}}$), tasso di sconto nominale d e sussidio all'investimento iniziale per kWp ($[PV_{IS}]_{\mathrm{kWp}}$). Durata del prestito N_l = 20 anni, i_l = 5%.

$[PV_{IS}]_{\mathrm{kWp}}$ (€/kWp)	$[PV_{IS}]_{\mathrm{kWp}}$ (€/kWp)						
	d	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0	0.01	5005	6673	8341	10010	11678	13346
	0.03	4104	5472	6840	8208	9576	10944
	0.05	3423	4564	5705	6846	7987	9128
	0.07	2900	3867	4833	5800	6766	7733
	0.09	2492	3323	4154	4984	5815	6646
	0.11	2170	2893	3616	4339	5063	5786
	0.13	1911	2548	3185	3822	4459	5096
	0.15	1701	2268	2835	3401	3968	4535
	0.17	1528	2037	2546	3055	3565	4074
	0.19	1384	1845	2306	2768	3229	3690
	0.21	1263	1684	2104	2525	2946	3367
	0.23	1160	1546	1933	2319	2706	3092
	0.25	1071	1428	1786	2143	2500	2857
	0.27	995	1327	1658	1990	2322	2653
1000	0.01	3557	5225	6893	8561	10230	11898
	0.03	2910	4278	5646	7014	8382	9750
	0.05	2423	3564	4705	5846	6987	8128
	0.07	2050	3016	3983	4950	5916	6883
	0.09	1760	2590	3421	4252	5083	5913
	0.11	1531	2254	2977	3700	4424	4535
	0.13	1347	1984	2621	3258	3895	4532
	0.15	1198	1765	2332	2899	3466	4033
	0.17	1076	1585	2095	2604	3113	3622
	0.19	974	1436	1897	2358	2819	3281
	0.21	889	1310	1731	2152	2572	2993
	0.23	816	1203	1589	1976	2363	2749
	0.25	754	1111	1468	1825	2183	2540
	0.27	700	1032	1364	1695	2027	2358
1500	0.01	2833	4501	6169	7837	9506	11174
	0.03	2313	3681	5049	6417	7785	9153
	0.05	1923	3064	4205	5346	6487	7628
	0.07	1625	2591	3558	4525	5491	6458
	0.09	1393	2224	3055	3886	4716	5547
	0.11	1211	1934	2658	3381	4104	4827
	0.13	1065	1702	2339	2976	3613	4250
	0.15	947	1514	2081	2648	3215	3782
	0.17	850	1360	1869	2378	2887	3397

(Continua alla pagina successiva)

$[PV_{IS}]_{kWp}$ (€/kWp)	$[PV_{IS}]_{kWp}$ (€/kWp)						
	d	3000	4000	5000	6000	7000	8000
	0.19	770	1231	1692	2154	2615	3076
	0.21	702	1123	1544	1965	2386	2807
	0.23	645	1031	1418	1804	2191	2577
	0.25	595	953	1310	1667	2024	2381
	0.27	553	885	1216	1548	1879	2211
2000	0.01	2109	3777	5445	7113	8782	10450
	0.03	1716	3084	4452	5820	7188	8556
	0.05	1423	2564	3705	4846	5987	7128
	0.07	1200	2166	3133	4100	5066	6033
	0.09	1027	1858	2689	3519	4350	5181
	0.11	892	1615	2338	3061	3785	4508
	0.13	784	1421	2058	2695	3332	3969
	0.15	696	1263	1830	2397	2964	3531
	0.17	625	1134	1643	2152	2662	3171
	0.19	565	1026	1488	1949	2410	2871
	0.21	515	936	1357	1778	2199	2620
	0.23	473	860	1246	1633	2019	2406
	0.25	437	794	1151	1508	1865	2222
	0.27	406	737	1069	1400	1732	5555
2500	0.01	1385	3053	4721	6389	8058	9726
	0.03	1119	2487	3855	5223	6591	7959
	0.05	923	2064	3205	4346	5487	6628
	0.07	775	1741	2708	3675	4641	5608
	0.09	661	1492	2322	3153	3984	4815
	0.11	572	1295	2019	2742	3465	4188
	0.13	502	1139	1776	2413	3050	3687
	0.15	445	1012	1579	2146	2713	3280
2500	0.17	399	908	1417	1927	2436	2945
	0.19	361	822	1283	1744	2206	2667
	0.21	328	749	1170	1591	2012	2433
	0.23	301	688	1074	1461	1848	2234
	0.25	278	635	992	1350	1707	2064
	0.27	258	590	921	1253	1585	1916
3000	0.01	661	2329	3997	5665	7334	9002
	0.03	522	1890	3258	4626	5994	7362
	0.05	423	1564	2705	3846	4987	6128
	0.07	350	1316	2283	3249	4216	5183
	0.09	295	1125	1956	2787	3618	4448
	0.11	253	976	1699	2422	3146	3869
	0.13	220	857	1494	2131	2768	3405
	0.15	194	761	1328	1895	2462	3028
	0.17	173	682	1191	1701	2210	2719
	0.19	156	617	1078	1540	2001	2462

(Continua alla pagina successiva)

$[PV_{IS}]_{kWp}$ (€/kWp)	$[PV_{IS}]_{kWp}$ (€/kWp)						
	d	3000	4000	5000	6000	7000	8000
	0.21	142	563	983	1404	1825	2246
	0.23	130	516	903	1289	1676	2062
	0.25	120	477	834	1191	1548	1905
	0.27	111	442	774	1106	1437	1769
3500	0.01		1605	3273	4941	6610	8278
	0.03		1293	2661	4029	5397	6765
	0.05		1064	2205	3346	4487	5628
	0.07		891	1858	2824	3791	4758
	0.09		759	1590	2421	3251	4082
	0.11		656	1380	2103	2826	3549
	0.13		575	1212	1849	2486	3123
	0.15		510	1077	1644	2210	2777
	0.17		456	966	1475	1984	2493
	0.19		412	874	1335	1796	2257
	0.21		376	797	1217	1638	2059
	0.23		345	731	1118	1504	1891
	0.25		318	675	1032	1389	1747
	0.27		295	627	958	1290	1622
4000	0.01		881	2549	4217	5886	7554
	0.03		697	2064	3432	4800	6168
	0.05		564	1705	2846	3987	5128
	0.07		466	1433	2399	3366	4333
	0.09		393	1224	2054	2885	3716
	0.11		337	1060	1783	2507	3230
	0.13		293	930	1567	2204	2841
	0.15		259	825	1392	1959	2526
	0.17		231	740	1249	1758	2268
	0.19		208	669	1130	1592	2053
	0.21		189	610	1031	1451	1872
	0.23		173	559	946	1333	1719
	0.25		159	517	874	1231	1588
	0.27		148	479	811	1143	1474
4500	0.01			1825	3493	5162	6830
	0.03			1468	2835	4203	5571
	0.05			1205	2346	3487	4628
	0.07			1008	1974	2941	3908
	0.09			857	1688	2519	3350
	0.11			741	1464	2187	2910
	0.13			648	1285	1922	2559
	0.15			574	1141	1708	2275
	0.17			514	1023	1533	2042
	0.19			464	926	1387	1848
	0.21			423	844	1265	1686
	0.23			388	774	1161	1548
	0.25			358	715	1072	1429
	0.27			332	664	995	1327

Tabella 4. - Valore attuale degli introiti per kWp di un PVGCS ($[PW[CIF(N)]]_{kWp}$) in funzione del rendimento annuale per kWp del sistema ($[E_{PV}]_{kWp}$)· tasso di sconto d e prezzo unitario per kWh (p_u) da pagare/ risparmiare al/dall'utente (tasso di aumento annuo del prezzo dell'energia ε_{pu} = 0,01).

$[E_{PV}]_{kWp}$ (kWh/(kWp.anno))		600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
p_u (€/kWh)	d										
0.1	0.01	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000
	0.03	1174	1566	1957	2348	2740	3131	3522	3914	4305	4697
	0.05	941	1255	1569	1883	2196	2510	2824	3138	3451	3765
	0.07	771	1028	1286	1543	1800	2057	2314	2571	2828	3085
	0.09	645	860	1075	1290	1505	1720	1935	2149	2364	2579
	0.11	549	732	915	1098	1281	1463	1646	1829	2012	2195
	0.13	474	633	791	949	1107	1265	1423	1582	1740	1898
	0.15	416	555	693	832	971	1109	1248	1387	1525	1664
	0.17	369	492	615	738	861	984	1107	1231	1354	1477
	0.19	331	441	552	662	773	883	993	1104	1214	1324
	0.21	300	400	499	599	699	799	899	999	1099	1199
	0.23	273	365	456	547	638	729	820	912	1003	1094
	0.25	251	335	419	503	586	670	754	838	921	1005
	0.27	232	310	387	465	542	620	697	774	852	929
0.2	0.01	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	11000	12000
	0.03	2348	3131	3914	4697	5479	6262	7045	7828	8610	9393
	0.05	1883	2510	3138	3765	4393	5020	5648	6275	6903	7530
	0.07	1543	2057	2571	3085	3600	4114	4628	5142	5657	6171
	0.09	1290	1720	2149	2579	3009	3439	3869	4299	4729	5159
	0.11	1098	1463	1829	2195	2561	2927	3293	3659	4024	4390
	0.13	949	1265	1582	1898	2214	2531	2847	3163	3480	3796

$[E_{PV}]_{\mathrm{kWp}}$ (kWh/(kWp.anno))		600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
p_u (€/kWh)	d										
	0.15	832	1109	1387	1664	1941	2219	2496	2773	3051	3328
	0.17	738	984	1231	1477	1723	1969	2215	2461	2707	2953
	0.19	662	883	1104	1324	1545	1766	1987	2207	2428	2649
	0.21	599	799	999	1199	1399	1598	1798	1998	2198	2398
	0.23	547	729	912	1094	1276	1458	1641	1823	2005	2188
	0.25	503	670	838	1005	1173	1340	1508	1675	1843	2010
	0.27	465	620	774	929	1084	1239	1394	1549	1704	1859
0.3	0.01	4500	6000	7500	9000	10500	12000	13500	15000	16500	18000
	0.03	3522	4697	5871	7045	8219	9393	10567	11741	12915	14090
	0.05	2824	3765	4706	5648	6589	7530	8471	9413	10354	11295
	0.07	2314	3085	3857	4628	5399	6171	6942	7714	8485	9256
	0.09	1935	2579	3224	3869	4514	5159	5804	6448	7093	7738
	0.11	1646	2195	2744	3293	3842	4390	4939	5488	6037	6586
	0.13	1423	1898	2372	2847	3321	3796	4270	4745	5219	5694
	0.15	1248	1664	2080	2496	2912	3328	3744	4160	4576	4992
	0.17	1107	1477	1846	2215	2584	2953	3322	3692	4061	4430
	0.19	993	1324	1655	1987	2318	2649	2980	3311	3642	3973
	0.21	899	1199	1498	1798	2098	2398	2697	2997	3297	3596
	0.23	820	1094	1367	1641	1914	2188	2461	2735	3008	3281
	0.25	754	1005	1256	1508	1759	2010	2261	2513	2764	3015
	0.27	697	929	1162	1394	1626	1859	2091	2323	2555	2788
0.4	0.01	6000	8000	10000	12000	14000	16000	18000	20000	22000	24000
	0.03	4697	6262	7828	9393	10959	12524	14090	15655	17221	18786

$[E_{PV}]_{kWp}$ (kWh/(kWp.anno))		600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
p_u (€/kWh)	d										
	0.05	3765	5020	6275	7530	8785	10040	11295	12550	13805	15060
	0.07	3085	4114	5142	6171	7199	8228	9256	10285	11313	12342
	0.09	2579	3439	4299	5159	6019	6878	7738	8598	9458	10318
	0.11	2195	2927	3659	4390	5122	5854	6586	7317	8049	8781
	0.13	1898	2531	3163	3796	4429	5061	5694	6327	6959	7592
	0.15	1664	2219	2773	3328	3883	4437	4992	5547	6101	6656
	0.17	1477	1969	2461	2953	3446	3938	4430	4922	5414	5907
	0.19	1324	1766	2207	2649	3090	3532	3973	4415	4856	5297
	0.21	1199	1598	1998	2398	2797	3197	3596	3996	4395	4795
	0.23	1094	1458	1823	2188	2552	2917	3281	3646	4011	4375
	0.25	1005	1340	1675	2010	2345	2680	3015	3350	3685	4020
	0.27	929	1239	1549	1859	2168	2478	2788	3098	3407	3717
0.5	0.01	7500	10000	12500	15000	17500	20000	22500	25000	27500	30000
	0.03	5871	7828	9784	11741	13698	15655	17612	19569	21526	23483
	0.05	4706	6275	7844	9413	10981	12550	14119	15688	17256	18825
	0.07	3857	5142	6428	7714	8999	10285	11570	12856	14141	15427
	0.09	3224	4299	5374	6448	7523	8598	9673	10747	11822	12897
	0.11	2744	3659	4573	5488	6403	7317	8232	9147	10061	10976
	0.13	2372	3163	3954	4745	5536	6327	7117	7908	8699	9490
	0.15	2080	2773	3467	4160	4853	5547	6240	6933	7627	8320
	0.17	1846	2461	3076	3692	4307	4922	5537	6153	6768	7383
	0.19	1655	2207	2759	3311	3863	4415	4966	5518	6070	6622
	0.21	1498	1998	2497	2997	3496	3996	4495	4995	5494	5994

$[E_{PV}]_{\mathrm{kWp}}$ (kWh/(kWp.anno))		600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
p_u (€/kWh)	d										
	0.23	1367	1823	2279	2735	3190	3646	4102	4558	5013	5469
	0.25	1256	1675	2094	2513	2932	3350	3769	4188	4607	5026
	0.27	1162	1549	1936	2323	2710	3098	3485	3872	4259	4646
0.6	0.01	9000	12000	15000	18000	21000	24000	27000	30000	33000	36000
	0.03	7045	9393	11741	14090	16438	18786	21134	23483	25831	28179
	0.05	5648	7530	9413	11295	13178	15060	16943	18825	20708	22590
	0.07	4628	6171	7714	9256	10799	12342	13884	15427	16970	18512
	0.09	3869	5159	6448	7738	9028	10318	11607	12897	14187	15476
	0.11	3293	4390	5488	6586	7683	8781	9878	10976	12073	13171
	0.13	2847	3796	4745	5694	6643	7592	8541	9490	10439	11388
	0.15	2496	3328	4160	4992	5824	6656	7488	8320	9152	9984
	0.17	2215	2953	3692	4430	5168	5907	6645	7383	8122	8860
	0.19	1987	2649	3311	3973	4635	5297	5960	6622	7284	7946
	0.21	1798	2398	2997	3596	4196	4795	5394	5994	6593	7193
	0.23	1641	2188	2735	3281	3828	4375	4922	5469	6016	6563
	0.25	1508	2010	2513	3015	3518	4020	4523	5026	5528	6031
	0.27	1394	1859	2323	2788	3252	3717	4182	4646	5111	5576

Tabella 5. Valore attuale degli introiti per kWp di un PVGCS ($[PW[CIF(N)]]_{kWp}$) in funzione del rendimento annuale per kWp del sistema ($[E_{PV}]_{kWp}$)· tasso di sconto d e prezzo unitario per kWh (p_u) da pagare/ risparmiare al/dall'utente (tasso di aumento annuo del prezzo dell'energia ε_{pu} = 0·02).

$[E_{PV}]_{kWp}$ (kWh/(kWp.anno))		600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
p_u (€/kWh)	d										
0.1	0.01	1709	2279	2849	3419	3988	4558	5128	5698	6267	6837
	0.03	1325	1766	2208	2649	3091	3532	3974	4415	4857	5298
	0.05	1052	1402	1753	2103	2454	2804	3155	3506	3856	4207
	0.07	854	1139	1423	1708	1993	2277	2562	2847	3131	3416
	0.09	708	944	1180	1416	1652	1888	2124	2360	2596	2832
	0.11	598	797	996	1196	1395	1594	1794	1993	2192	2392
	0.13	513	684	856	1027	1198	1369	1540	1711	1882	2053
	0.15	447	596	746	895	1044	1193	1342	1491	1640	1789
	0.17	395	526	658	790	921	1053	1184	1316	1448	1579
	0.19	352	470	587	705	822	940	1057	1175	1292	1409
	0.21	318	423	529	635	741	847	953	1059	1165	1270
	0.23	289	385	481	577	674	770	866	962	1059	1155
	0.25	264	353	441	529	617	705	793	881	970	1058
	0.27	244	325	406	488	569	650	731	813	894	975
0.2	0.01	3419	4558	5698	6837	7977	9116	10256	11395	12535	13674
	0.03	2649	3532	4415	5298	6181	7065	7948	8831	9714	10597
	0.05	2103	2804	3506	4207	4908	5609	6310	7011	7712	8413
	0.07	1708	2277	2847	3416	3985	4555	5124	5693	6263	6832
	0.09	1416	1888	2360	2832	3304	3776	4248	4720	5192	5664
	0.11	1196	1594	1993	2392	2790	3189	3587	3986	4384	4783

$[E_{PV}]_{kWp}$ (kWh/(kWp.anno))		600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
p_u (€/kWh)	d										
	0.13	1027	1369	1711	2053	2396	2738	3080	3422	3765	4107
	0.15	895	1193	1491	1789	2087	2386	2684	2982	3280	3578
	0.17	790	1053	1316	1579	1842	2106	2369	2632	2895	3158
	0.19	705	940	1175	1409	1644	1879	2114	2349	2584	2819
	0.21	635	847	1059	1270	1482	1694	1906	2117	2329	2541
	0.23	577	770	962	1155	1347	1540	1732	1925	2117	2310
	0.25	529	705	881	1058	1234	1410	1587	1763	1939	2116
	0.27	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950
0.3	0.01	5128	6837	8546	10256	11965	13674	15383	17093	18802	20511
	0.03	3974	5298	6623	7948	9272	10597	11921	13246	14571	15895
	0.05	3155	4207	5258	6310	7362	8413	9465	10517	11568	12620
	0.07	2562	3416	4270	5124	5978	6832	7686	8540	9394	10248
	0.09	2124	2832	3540	4248	4956	5664	6372	7079	7787	8495
	0.11	1794	2392	2989	3587	4185	4783	5381	5979	6577	7175
	0.13	1540	2053	2567	3080	3594	4107	4620	5134	5647	6160
	0.15	1342	1789	2237	2684	3131	3578	4026	4473	4920	5368
	0.17	1184	1579	1974	2369	2764	3158	3553	3948	4343	4737
	0.19	1057	1409	1762	2114	2467	2819	3171	3524	3876	4228
	0.21	953	1270	1588	1906	2223	2541	2858	3176	3494	3811
	0.23	866	1155	1444	1732	2021	2310	2599	2887	3176	3465
	0.25	793	1058	1322	1587	1851	2116	2380	2644	2909	3173
	0.27	731	975	1219	1463	1706	1950	2194	2438	2682	2925

$[E_{PV}]_{\mathrm{kWp}}$ (kWh/(kWp.anno))		600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
p_u (€/kWh)	d										
0.4	0.01	6837	9116	11395	13674	15953	18232	20511	22790	25069	27348
	0.03	5298	7065	8831	10597	12363	14129	15895	17661	19427	21194
	0.05	4207	5609	7011	8413	9816	11218	12620	14022	15424	16827
	0.07	3416	4555	5693	6832	7971	9109	10248	11387	12525	13664
	0.09	2832	3776	4720	5664	6607	7551	8495	9439	10383	11327
	0.11	2392	3189	3986	4783	5580	6377	7175	7972	8769	9566
	0.13	2053	2738	3422	4107	4791	5476	6160	6845	7529	8214
	0.15	1789	2386	2982	3578	4175	4771	5368	5964	6561	7157
	0.17	1579	2106	2632	3158	3685	4211	4737	5264	5790	6317
	0.19	1409	1879	2349	2819	3289	3759	4228	4698	5168	5638
	0.21	1270	1694	2117	2541	2964	3388	3811	4235	4658	5082
	0.23	1155	1540	1925	2310	2695	3080	3465	3850	4235	4620
	0.25	1058	1410	1763	2116	2468	2821	3173	3526	3878	4231
	0.27	975	1300	1625	1950	2275	2600	2925	3250	3575	3900
0.5	0.01	8546	11395	14244	17093	19942	22790	25639	28488	31337	34185
	0.03	6623	8831	11038	13246	15454	17661	19869	22077	24284	26492
	0.05	5258	7011	8764	10517	12269	14022	15775	17528	19281	21033
	0.07	4270	5693	7117	8540	9963	11387	12810	14233	15657	17080
	0.09	3540	4720	5900	7079	8259	9439	10619	11799	12979	14159
	0.11	2989	3986	4982	5979	6975	7972	8968	9965	10961	11958
	0.13	2567	3422	4278	5134	5989	6845	7701	8556	9412	10267
	0.15	2237	2982	3728	4473	5219	5964	6710	7455	8201	8946
	0.17	1974	2632	3290	3948	4606	5264	5922	6580	7238	7896
	0.19	1762	2349	2936	3524	4111	4698	5286	5873	6460	7047

$[E_{PV}]_{kWp}$ (kWh/(kWp.anno))		600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
p_u (€/kWh)	d										
	0.21	1588	2117	2647	3176	3705	4235	4764	5293	5823	6352
	0.23	1444	1925	2406	2887	3368	3850	4331	4812	5293	5775
	0.25	1322	1763	2204	2644	3085	3526	3967	4407	4848	5289
	0.27	1219	1625	2031	2438	2844	3250	3657	4063	4469	4876
0.6	0.01	10256	13674	17093	20511	23930	27348	30767	34185	37604	41023
	0.03	7948	10597	13246	15895	18544	21194	23843	26492	29141	31790
	0.05	6310	8413	10517	12620	14723	16827	18930	21033	23137	25240
	0.07	5124	6832	8540	10248	11956	13664	15372	17080	18788	20496
	0.09	4248	5664	7079	8495	9911	11327	12743	14159	15575	16991
	0.11	3587	4783	5979	7175	8370	9566	10762	11958	13153	14349
	0.13	3080	4107	5134	6160	7187	8214	9241	10267	11294	12321
	0.15	2684	3578	4473	5368	6262	7157	8052	8946	9841	10735
	0.17	2369	3158	3948	4737	5527	6317	7106	7896	8685	9475
	0.19	2114	2819	3524	4228	4933	5638	6343	7047	7752	8457
	0.21	1906	2541	3176	3811	4446	5082	5717	6352	6987	7622
	0.23	1732	2310	2887	3465	4042	4620	5197	5775	6352	6929
	0.25	1587	2116	2644	3173	3702	4231	4760	5289	5818	6347

APPENDICE II DELLA SEZIONE 5: TERMINOLOGIA

$[E_{PV}]_{\mathrm{kWp}}$	Produzione annuale di elettricità PV normalizzata (per kWp) (kWh·kWp^{-1}·yr^{-1}).
$[LCC_{USP}]_{\mathrm{kWp}}$	Costo del ciclo di vita normalizzato di un PVGCS (per kWp) dal punto di vista dell'utente (€·kWp^{-1}).
$[PV_{IS}]_{\mathrm{kWp}}$	Investimento iniziale o sussidio normalizzato (per kWp) (€·kWp^{-1}).
$[PV_{IN}]_{\mathrm{kWp}}$	Investimento iniziale normalizzato (per kWp) sul PVGCS (€·kWp^{-1}).
$[\mathrm{PW}[\mathrm{CIF}(N)]]_{\mathrm{kWp}}$	Valore attuale normalizzato (per kWp) degli introiti di un PVGCS nella sua vita utile (€·kWp^{-1}).
d	Tasso di sconto nominale.
E_{PV}	Produzione di elettricità PV annua (kWh).
i_l	Interesse di prestito annuo.
g	Tasso di inflazione annuo.
IRR	Tasso interno di rendimento.
LCC_{USP}	Costo del ciclo di vita di un PVGCS dal punto di vista dell'utente (€).
N	Vita utile del PVGCS (anni).
N_l	Durata del prestito (anni).
NPV	Valore attuale netto (€).
p_u	Prezzo unitario elettricità PV pagato/ risparmiato al/dall'utente (€·kWh^{-1}).
PV_{IS}	Investimento iniziale o sussidio (€).
PV_{IN}	Investimento iniziale sul PVGCS (€).
$\mathrm{PW}[\mathrm{CIF}(N)]$	Valore attuale degli introiti dal PVGCS nella sua vita utile (€).
ε_{pu}	Tasso di incremento annuo del prezzo dell'energia consumata/venduta da/alla rete.

APPENDICE: PRINCIPALI ASPETTI TECNICI E CONTRATTUALI DA CONTROLLARE E CONFRONTARE QUANDO SI ESAMINA UNA PROPOSTA DA UN FORNITORE EPC

Questa appendice ha lo scopo di verificare, attraverso controlli incrociati, se la proposta del fornitore EPC (Engineering, Procurement and Construction – progettazione tecnica, acquisti e costruzione) è seria. Occorre ricordare la grande importanza di questo aspetto fondamentale.

Assicurarsi che una proposta garantisca una produzione minima, una durata ed affidabilità adeguata è la chiave per evitare malintesi e future dispute.

Alcuni esempi di tali controlli incrociati sono riportati nel seguito:

- Il fornitore EPC ha esperienza e capacità adeguate? *Sfortunatamente, i fornitori EPC di sistemi PVPP senza adeguate competenze non sono rari.*
- È garantita una produzione minima di elettricità per kWp? Tale produzione è collegata in modo chiaro ad un parametro facilmente misurabile (ad es. l'irradiazione misurata da un ente esterno ed indipendente)? Si consiglia di *evitare garanzie produttive legate ad indici prestazionali che sono complessi e poco chiari da capire e misurare (ad es.: rapporto prestazionale, performance ratio).*

- Le misure protettive sono state adeguatamente progettate e dimensionate nella proposta? *Fusibili, scaricatori di tensione, buona messa a terra delle parti in metallo, ecc... talvolta sono omessi o dimensionati in modo errato.*
- Il contratto per il funzionamento e la manutenzione (O&M, di solito offerto dal fornitore EPC) è chiaro e rigoroso?
- Il contratto comprende un'assicurazione affidabile (copertura assicurativa minima 100%: furto, catastrofi naturali, vandalismo, ecc.)?
- Il fornitore EPC accetta che sia eseguito un controllo di qualità sul PVPP (ispezione visiva accurata, misurazione della potenza di picco effettiva del generatore PV, misurazione della resistenza degli elettrodi di terra, analisi immagini IR, ecc., da parte di un ente esterno (Università, laboratorio indipendente accreditato, ecc.) una volta che il PVPP è stato predisposto?
- I moduli PV sono conformi alla norma IEC 60215?
- I moduli sono marcati con il numero di serie in modo permanente?
- Gli inverter sono certificati TÜV?
- Il produttore di moduli utilizza una tecnologia accettabile per richiedere un prestito ad una banca? Di solito il credito viene rifiutato ai futuri proprietari se si utilizzano tecnologie emergenti nella proposta EPC (film sottile, PV a concentrazione, ecc..)

RINGRAZIAMENTI

di seguito Per il prezioso aiuto profuso nella preparazione del testo, gli autori desiderano ringraziare:

D. Bedin e E. Holland (*Unioncamere del Veneto*)

G. Dovigi (*Camera di Commercio Italia-Slovacchia*)

J. Olchowik, K. Cyeslak e M. Sordyl (*Istituto di fisica dell'Università della Tecnologia di Lublin*)

G. Agrigiannis (*Azienda di sviluppo della città di Milies*)